# ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

ДЕПАРТАМЕНТ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ
«НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

# ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Двадцать шестая*
*научно-практическая конференция*

***Ред. коллегия:***

*Копытов А.Г., Вторушина Э.А., Захарова Л.М.,*
*Алёшин С.А., Захарченко Н.Н., Печёрин Т.Н.*

Ханты-Мансийск
2023

УДК 553.98.04 (063.034.2PDF) (571.1)

**ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ** (Двадцать шестая научно-практическая конференция) [Электронный ресурс] / Под редакцией А.Г. Копытова, Э.А. Вторушиной, Л.М. Захаровой, С.А. Алёшина, Н.Н. Захарченко, Т.Н. Печёрина. – Электрон. текст. дан. – Ханты-Мансийск. – 2023. – 440 с.

В сборнике докладов рассматриваются проблемы геологии, разработки, обустройства нефтегазовых месторождений, вопросы лицензирования недр, экономики недропользования, охраны окружающей среды, исследования керна, флюидов и петрофизики.

Литературное редактирование: *Симон О.А.*
Корректура: *Ядрышникова Н.А.*, *Мистюрина Ю.В.*
Компьютерная верстка: *Мистюрина Ю.В.*

© Сост., оформ. АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»
© Коллектив авторов, 2022

ISBN 978-5-6046786-2-6

# СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....14

## ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

*Захарова Л.М., Икон Е.В., Поповская В.Г.*
Основные направления наращивания ресурсной базы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.....16

*Гутман И.С., Арефьев С.В., Потемкин Г.Н., Батурин А.Ю., Спасенных М.Ю., Козлова Е.В., Симоненко Е.П., Обгольц А.А.*
Особенности трудноизвлекаемых запасов отложений баженовской свиты на основе ее комплексного изучения на этапах разведки и разработки.....29

## ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

*Немова В.Д.*
Повышение эффективности ГРР и разработки с помощью учета микроуровня исследований на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири.....47

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

*Перечнева Е.С., Перечнев Р.В., Вторушина Э.А., Вторушин М.Н.*
Применение минерально-компонентной классификации на основе расчленения разреза баженовского горизонта.....54

*Прозоров С.В.*
Радиационный аспект генерации углеводородов в мировом пространстве.....61

*Кислухин И.В., Маринов В.А., Нечаева Е.Е.*
Стратиграфическое расчленение нижнехетских отложений в пределах Большехетской структурной террасы (северо-восток Западной Сибири).....65

*Ваганова А.А., Дюкова А.Д.*
Влияние текстурно-структурных особенностей терригенных пород на параметры пустотного пространства (тюменская свита средней юры, скв. Заозерная 1).....71

*Данилова Е.А.*
Признаки воздействия флюидных разгрузок на осадочные толщи Оренбургской радиально-концентрической структуры.....80

*Данилова Е.А.*
Использование данных сейсморазведки, космических снимков и районирования Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по горно-геологическим условиям при бурении «зарезок» боковых стволов в скважинах.....87

*Белоносов А.Ю., Кудрявцев А.Е.*
Применение метода «геоэлектрофореза» для выбора местоположения поисковых и разведочных скважин.....94

*Прозоров С.В.*
Метастабильные газогидраты верхней части разреза и промышленное освоение северных территорий.....100

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА И ФЛЮИДОВ, МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

*Аскарова А.А., Коржов Ю.В.*
Экспресс-метод оценки относительной устойчивости смолисто-асфальтеновых компонентов нефти к воздействию растворителей.....106

*Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В.*
Природа нефтей и газов Красноленинского месторождения (Западная Сибирь).....112

*Родкин М.В., Пунанова С.А.*
Геоэкологические опасности, возникающие при разработке сланцевых углеводородов.....120

*Пунанова С.А., Родкин М.В.*
Геохимическая характеристика состава нефтей Ханты-Мансийского региона и ее связь с нефтегазоносностью.....127

*Зубков М.Ю.*
Сопоставление состава и происхождения люминесцирующих прослоев в баженовской свите и доманиковых отложениях.....134

*Рязанова Т.А., Яцканич Е.А., Марков В.В., Павлуткин И.Г.*
Особенности распределения органического вещества в породах доюрского комплекса Красноленинского свода Западной Сибири, их способность к генерации УВ.....153

*Оленова К.Ю., Грачева А.В.*
Применение различных методов аналитических исследований для литофациального анализа и характеристики пород-коллекторов на примере разреза яковлевской свиты нижнего мела параметрической скважины Новоякимовская 1 (Западный Таймыр).....161

## ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Казанцев В.Ю.*
Использование и перспективы применения отечественных и зарубежных приборов кросс-дипольного акустического каротажа в нефтегазовых скважинах Западной Сибири.....170

*Розбаев Д.А.*
Метод повышения эффективности реализуемой системы заводнения на месторождении Западной Сибири.....177

*Розбаев Д.А., Бабаев Э.Т.*
Анализ реализуемой системы заводнения на основе методики выявления непроизводительной закачки воды.....184

*Азаров Е.С., Михайлов Н.Н., Фризен О.А.*
Капиллярно-защемленная нефть в коллекторах тюменской свиты и ее влияние на уточнение зон локализации остаточных запасов.....193

*Абдуллин А.Ф., Долгих М.Ю., Макаров Д.В.*
Радиальное бурение как метод увеличения эффективности системы ППД.....199

*Саляхова А.Р.*
Исследования особенностей эксплуатации скважин сложного строения .....205

*Дедученко Ф.М., Дмитриевский А.Н., Сигов А.С., Шмаль Г.И.*
Единая система обеспечения информативности и безопасности природно-техногенных объектов нефтегазовой промышленности России.....210

## АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ МЕХАНИЗМОВ СФЕРЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*Иутина М.М., Панин А.А.*
Анализ методик определения размеров разовых платежей за пользование недрами и проблемы применения для разномасштабных участков недр с запасами и ресурсами УВС.....224

*Медведева Л.В., Назаров В.И., Краснов О.С., Меткин Д.М.*
Российская углеводородная сырьевая база в условиях энергетического перехода.....233

*Захарченко Н.Н., Тихонова М.В., Печерин Т.Н.*
Формирование предложений по совершенствованию режима НДД.....242

*Рыльчикова С.Л., Казанцева Л.Н.*
Экологические ограничения недропользования в практике лицензирования недр ХМАО – Югры.....251

*Кузьмина К.Н., Немова О.Г.*
Экономические аспекты освоения запасов нефти Восточной Сибири.....261

## МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ГЕОЛОГИИ. МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

*Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.*
Решение прямых и обратных задач разработки нефтяных месторождений с помощью прокси-моделей.....270

*Еникеев Б.Н.*
Петрофизическая инверсия (содержательные проблемы пополнения и отбраковки знаний и их совместного использования).....280

## СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

*Пахомова Е.А., Тырыкин А.Д.*
Сейсмогеологическая модель строения клиноформных отложений неокома юго-западной части Приуральской НГО.....298

*Григорьев И.В., Гагарин А.П.*
Перспективы увеличения уровня применения природного газа предприятиями, в целях совершенствования структуры топливно-энергетического баланса ХМАО – Югры до 2030 года.....305

*Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В.*
Применимость статистических методов анализа геохимических данных для генетической типизации нефтей и оценки вклада нижнесреднеюрского органического вещества в их составе на примере Красноленинского месторождения.....314

*Мороз М.Л., Чернова Г.А.*
Вещественный состав, геохимические исследования, находки битумов в породах доюрского комплекса на территории ХМАО – Югры.....324

*Попова Н.Л., Шагидулина З.Н., Шишкина Н.В., Блинкова А.В., Мырзак Е.Г.*
Строение и оценка перспектив нефтегазоносности нижней и средней юры на участках программы лицензирования недр 2023 года Сергинского НГР.....333

*Пустыльникова В.В., Муфтахов В.А.*
Проблема выделения баженовской свиты верхней юры-нижнего мела в разрезе осадочного чехла параметрической скважины Заозерная 1 (ХМАО – Югра).....352

*Микляева Е.П., Дектерева А.В.*
Проблемы интерпретации данных методов карбонатометрии и рентгенофазового анализа на примере параметрических скважин Новоякимовская 1 и Заозёрная 1.....358

*Немченко Н.В., Дектерёва А.В.*
Влияние пробоподготовки образцов горных пород на результаты гранулометрического анализа методом лазерной дифракции.....364

*Иванов К.С., Качкин А.А., Печеркин М.Ф.,*
*Писецкий В.Б., Рыльков С.А., Талалай А.Г.*
Разработка новой методологии прогноза нефтегазовых залежей в глубинных интервалах Западно-Сибирского мегабассейна – основа стратегического резерва нефтедобычи России.....373

*Кузнецов С.Э., Дятлова Т.И.*
Использование попутного нефтяного газа в ХМАО – Югре на 2021 год. Проблемы и перспективы.....381

*Муртаев Р.Р., Халтурина Р.В.*
Нефтехимия в России и в мире: вызовы и перспективы.....386

*Нигаметзянов И.Р., Муратова В.М., Вторушина Э.А., Нигаметзянова А.Н.*
Сравнительный анализ способов пробоподготовки образцов нефтей для определения V и Ni методом атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой.....406

*Таркова Н.Л., Тихонова М.В., Евлаш К.В.*
Перечни участков недр по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре, предлагаемые для предоставления в пользование в 2023 году.....410

*Евсеев Ф.А., Пятков С.Г., Вторушина Э.А., Иванов И.А.*
Система квазигидродинамических уравнений в задачах моделирования цифрового керна.....418

*Салахидинова Г.Т., Кульков М.Г., Вторушина Э.А., Бутырин Р.И., Алиев А.Э.*
Анализ молекулярных геохимических параметров нефтей юрских залежей Александровского мегавала.....424

*Пивоварова Е.С., Вторушина Э.А.*
Диагностика урансодержащих включений в отложениях баженовского горизонта по данным растровой электронной микроскопии.....433

# CONTENTS

## PLENARY SESSION

*Zaharova L.M., Ikon E.V., Popovskaia V.G.*
The main directions of increasing the resource base of the Khanty-Mansiysk autonomous okrug – Yugra.....16

*Gutman I.S., Arefiev S.V., Potemkin G.N., Baturin A.Yu.,*
*Spasennykh M.Yu., Kozlova E.V., Simonenko E.P., Obgolts A.A.*
Features of hard-to-recover bazhenov formation based on its integrated study at the exploration and exploitation stages.....29

## PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL RESERVES OF THE BAZHENOV FORMATION OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE

*Nemova V.D.*
Efficiency of exploration and development by taking into account the micro-level of research on the example of the upper jurassic deposits of Western Siberia.....47

## GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS POTENTIAL, PROSPECTS OF RESOURCE BASE DEVELOPMENT

*Perechneva E.S., Perechnev R.V., Vtorushina E.A., Vtorushin M.N.*
The use of the mineral-component classification on the basis of the dismemberment of the section of the Bazhenov formation.....54

*Prozorov S.V.*
Radiation aspect of hydrocarbon generation in the global space.....61

*Kislukhin I.V., Marinov V.A., Nechaeva E.E.*
Stratigraphic dissection of Jurassic and Cretaceous sediments Bolshekhetskaya structural terrace (north-east of Western Siberia).....65

*Vaganova A.A., Dyukova A.D.*
The influence of textural and structural features of terrigenous rocks on the parameters of the void space (tyumen formation of the middle jurassic, well Zaozernaya 1).....71

*Danilova E.A.*
Signs of the impact of fluid discharges on the sedimentary strata of the Orenburg radial-concentric structure.....80

*Danilova E.A.*
Use of seismic data, satellite imagery and zoning of the Orenburg oil and gas condensate field according to mining and geological conditions when drilling sidetracks in wells.....87

*Belonosov A.Y., Kudryavtsev A.E.*
Application of the geoelectrophoresis method to select the location of prospecting and exploration wells.....94

*Prozorov S.V.*
The metastable gas hydrates of the upper part of the section, and industrial mastering of the northern territories.....100

## LABORATORY STUDIES OF CORE AND FLUID, HYDROCARBON SYSTEM MODELLING

*Askarova A.A., Korzhov Y.V.*
Express method for assessing the relative resistance of resinous-asphaltene components of oil to the effects of solvents.....106

*Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V.*
The nature of oils and gases of the Krasnoleninskoye field (Western Siberia).....112

*Rodkin M.V., Punanova S.A.*
Geoecological hazards arising during development shale hydrocarbons.....120

*Punanova S.A., Rodkin M.V.*
Geochemical characteristics of the composition of oils of the Khanty-Mansiysk region and its relationship with oil and gas.....127

*Zubkov M.Y.*
Comparison of the composition and origin of luminescream layers in the bazhenov formation and domanik deposits.....134

*Ryazanova T.A., Yatskanich E.A., Markov V.V., Pavlutkin I.G.*
Distribution features of organic matter in rocks of pre-Jurassic complex of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia, its ability to generate hydrocarbons.....153

*Olenova K.Y., Gracheva A.V.*
Application of different analytical methods for lithofacial analysis and reservoir rock characterisation in the case of the yakovlevskaya formation of the lower cretaceous of the Novoyakimovskaya parametric well 1 (Western Taimyr).....161

## ISSUES OF OIL FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

*Kazantsev V.Y.*
The usage and prospects of application of domestic and foreign devices of cross-dipole acoustic logging in oil and gas wells in Western Siberia.....170

*Rozbaev D.A.*
The method of increasing the efficiency of the implemented flooding system at the field of Western Siberia.....177

*Rozbaev D.A., Babaev E.T.*
Analysis of the implemented flooding system based on the method of detecting unproductive water injection.....184

*Azarov E.S., Mikhailov N.N., Frizen O.A.*
Capillary trapped oil in the reservoirs of the Tyumen formation and its impact on the clarification of zones for localization of residual reserves.....193

*Abdullin A.F., Dolgikh M.Yu., Makarov D.V.*
Radial drilling as a method of increasing the efficiency of the PPD system.....199

*Salyakhova A.R.*
Studies of the features of operation of wells of complex structure.....205

*Deduchenko F., Dmitrievsky A., Sigov A., Shmal G.*
Unified System Supporting Informativeness and Safety of Na-Tech Facilities in the Russian Oil and Gas Industry.....210

## ACTUAL DIRECTIONS OF DEVELOPMENT OF ORGANIZATIONAL AND ECONOMIC MECHANISMS OF THE SPHERE OF SUBSOIL USE IN MODERN CONDITIONS

*Iutina M.M., Panin A.A.*
Analysis of methods for determining the amount of one-time payments for the use of subsoil and the problems of application for different-scale subsoil areas with hydrocarbon resources and reserves.....224

*Medvedeva L.V., Nazarov V.I., Krasnov O.S., Metkin D.M.*
Russian hydrocarbon resource base in the context of energy transition.....233

*Zakharchenko N.N., Tihonova M.V., Pechyorin T.N.*
Formation of proposals for improving the tax on additional income from hydrocarbon production (AIT).....242

*Rylchikova S.L., Kazantseva L.N.*
Environmental restrictions on subsoil use in the practice of subsoil licensing of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra.....251

*Kuzmina K.N., Nemova O.G.*
Economic aspects of oil reserves development of East Siberia.....261

## MATHEMATICAL METHODS IN GEOLOGY. MODELING OF HYDROCARBON SYSTEMS

*Afanaskin I.V., Volpin S.G.*
Direct and inverse oil fields development problems solving through proxy-models application.....270

*Enikeev B.N*
Petrophysical inversion (substantive problems of addition and rejection of knowledge and their sharing).....280

# POST SECTION

*Pakhomova E.A., Tyrykin A.D.*
Seismogeological model of the structure of the clinoform deposits of the neocomian of the southwestern part of the Priuralskaya oil and gas bearing region.....298

*Grigoriev I.V., Gagarin A.P.*
Prospects to increase natural gas usage by companies aimed at improving fuel and energy balance structure of the Khanty-Mansi autonomous okrug – Yugra up to 2030.....305

*Oblasov N., Goncharov I., Eftor I.*
Applicability of statistical methods for analyzing geochemical data for the genetic typing of oils and assessing the proportion of Lower-Middle Jurassic organic matter in their composition on the example of the Krasnoleninskoe oilfield.....314

*Moroz M.L., Chernova G.A.*
Composition, geochemical investigations, and findings of bitumens in rocks of the pre-jurasic complex in the territory of KHMAO – Yugra.....324

*Popova N.L., Shagidulina Z.N., Shishkina N.V., Blinkova A.V., Myrzak E.G.*
Structure and assessment of the prospects of oil and gas potential of the Lower and Middle Jurassic in the areas of the subsoil licensing program 2023 of the Serginsky oil and gas bearing district.....333

*Pustylnikova V.V., Muftakhov V.A.*
The problem of distinguishing the bazhenov formation of the upper jurassic-lower cretaceous in the section of the sedimentary cover of the parametric well Zaozernaya 1 (KHMAO – Yugra).....352

*Mikliaeva E.P., Dektereva A.V.*
Carbonatometry and X-ray diffraction data interpretation problems on the example of Novoyakimovskaya, 1 and Zaozernaya, 1 parametric wells.....358

*Nemchenko N.V., Dektereva A.V.*
Impact rocks samples preparation on the results of granulometric analysis by laser diffraction method.....364

*Ivanov K.S., Kachkin A.A., Pecherkin M.F., Pisetsky V.B., Rylkov S.A., Talalai A.G.*
Development of a new methodology for forecasting oil and gas reserves in deep intervals of the West Siberian megabasin is the basis of Russia's strategic oil production reserve.....373

*Kuznetsov S.E., Dyatlova T.I.*
The use of associated petroleum gas in KHMAO – Yugra for 2021. Problems and prospects.....381

*Murtaev R.R., Khalturina R.V.*
Petrochemistry in Russia and in the world: challenges and prospects.....386

*Nigametzyanov I.R., Muratova V.M., Vtorushina E.A., Nigametzyanova A.N.*
Comparative analysis of oil sample preparation methods for V and Ni determination by inductively coupled plasma atomic emission spectrometry.....406

*Tarkova N.L., Tihonova M.V., Evlash K.V.*
Lists of license blocks in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra to be offered to potential licensees in 2023.....410

*Evseev F.A., Pyatkov S.G., Vtorushina E.A., Ivanov I.A.*
A system of quasi-hydrodynamic equations in problems of modeling a digital core.....418

*Salakhidinova G.T., Kul'kov M.G., Vtorushina E.A., Butyrin R.I., Aliev A.E.*
Molecular geochemical indices of the crude oils from the Jurassic deposits of the Alexandrovsky megaval.....424

*Pivovarova E.S., Vtorushina E.A.*
Diagnostics of uranium-containing inclusions in the bazhenov formation deposits by scanning electron microscopy.....433

# ПРЕДИСЛОВИЕ

23-25 ноября 2022 г. состоялась XXVI НПК «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири». Ежегодное мероприятие проходило в удобном очно-заочном формате. Организаторами конференции традиционно выступили Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Департамент недропользования и природных ресурсов и автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». Программа включала в себя:

– Пленарное заседание;

– Центральную панельную дискуссию «Возможности реализации нефтегазового потенциала в условиях международной нестабильности»;

– Круглый стол «Перспективы освоения запасов нефти баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции»;

– Секцию 1 «Геологическое строение, нефтегазоносность, перспективы развития ресурсной базы»;

– Секцию 2 «Лабораторные исследования керна и флюидов, моделирование углеводородных систем»;

– Секцию 3 «Проблемы освоения и разработки нефтяных месторождений»;

– Круглый стол «Актуальные направления развития организационно-экономических механизмов сферы недропользования в современных условиях»;

– Круглый стол «Математические методы в геологии. Моделирование углеводородных систем».

– Секцию стендовых, интернет-стендовых докладов.

Участниками конференции рассмотрен широкий круг геологических, экономических, правовых, экологических, информационных и организационных вопросов недропользования и нефтяной промышленности. В работе конференции приняли участие представители Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, нефтяных, геологоразведочных и сервисных компаний, научно-исследовательских институтов, ведущие ученые и специалисты. Заслушано более 70 докладов. Представлено 22 стендовых доклада.

География участников конференции заметно расширилась и уже давно вышла за пределы ХМАО – Югры, практически полностью охватывая нефтегазодобывающие районы Западной Сибири. Основные вопросы так или иначе были связаны с импортозамещением в условиях современных вызовов, ограничением поставок технологий и оборудования. Все участники с пониманием относятся к сложившейся ситуации, и вносят свои предложения для развития ресурсной базы и повышения нефтеотдачи. Реализация предложений, начиная с экономических и правовых мер, и заканчивая разработкой месторождений, будет способствовать развитию добывающей отрасли и прикладной науки, а также откроет новые возможности для международного сотрудничества.

В сборник включено 48 докладов.

# ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

УДК 553.98.04(571.12)

# ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАРАЩИВАНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

**Л.М. Захарова, Е.В. Икон, В.Г. Поповская**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 01.01.2022 года компаниям-недропользователям выдано 459 долгосрочных лицензий (на 20 лет и более) на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу УВ. Площадь этих лицензий составляет 197 тыс. км$^2$ и это 38,4 % от площади всех перспективных земель округа. 254 лицензии имеют ограничение по глубине ниже кровли пласта $Ю_2$, что составляет 21,2 % от площади всех долгосрочных лицензий. Огромная территория округа «закрыта» лицензиями компаний-недропользователей, но в силу различных причин изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности нижней части разреза не происходит. Каковы причины и как мотивировать предприятия-недропользователи на изучение нижезалегающих отложений – цель проводимого анализа и написания этой статьи.

*Лицензионные участки, нефтегазоносные комплексы, интервалы разреза, подготовленные объекты, ресурсы, перспективные отложения*

# THE MAIN DIRECTIONS OF INCREASING THE RESOURCE BASE OF THE KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS OKRUG – YUGRA

**L.M. Zaharova, E.V. Ikon, V.G. Popovskaia**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

On the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra, as of 01.01.2022, 459 long-term licenses (for 20 years or more) were issued to subsoil user companies for geological exploration, prospecting, exploration and production of hydrocarbons. The area of these licenses is 197 thousand km$^2$ and this is 38,4 % of the area of all prospective lands of the district. 254 licenses have a depth limit below the roof of the $U_2$ formation, which is 21,2 % of the area of all long-term licenses. The vast territory of the district is «closed» by licenses of subsoil user companies, but for various reasons, the study of the geological structure and prospects of oil and gas potential of the lower part of the section does not occur. What are the reasons and how to motivate subsurface user enterprises to study the underlying deposits – the purpose of the analysis and writing of this article.

*License areas, oil and gas complexes, cut intervals, prepared objects, resources, prospective deposits*

## Введение

Состояние сырьевой базы углеводородов является одним из определяющих факторов стабильности и развития экономики и, следовательно, социальной сферы Российской Федерации.

Ханты-Мансийский автономный округ занимает лидирующие позиции в Российской Федерации по добыче углеводородов. В 2021 году в округе добыто 215,828 млн т нефти, что составило 40,2 % от добычи по стране.

Сколько бы не переоценивались запасы УВ по разрабатываемым месторождениям, открытие новых – необходимый процесс, требующий вложения крупных денежных средств.

Основной задачей геологической отрасли в ХМАО – Югре является обеспечение восполнения запасов углеводородного сырья.

Оценки необходимых объёмов ГРР получаются достаточно просто, если использовать цифры реальной эффективности поисково-разведочного бурения – средняя за несколько лет эффективность составляет около 200 т/м, поэтому чтобы приращивать 200 млн т запасов требуется бурить 1 млн метров поисковых и разведочных скважин.

Основных направлений наращивания ресурсной базы Ханты-Мансийского автономного округа, по нашему мнению, три: прогноз перспектив краевых зон округа, оценка перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий и изучение глубокозалегающих горизонтов. На них мы и остановимся в своей статье.

## Изучение краевых зон округа

Коллектив АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» **ежегодно вносит Предложения** о включении в «Программу работ объектов государственного заказа за счет средств федерального бюджета по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья», **в том числе изучение краевых зон территории округа**.

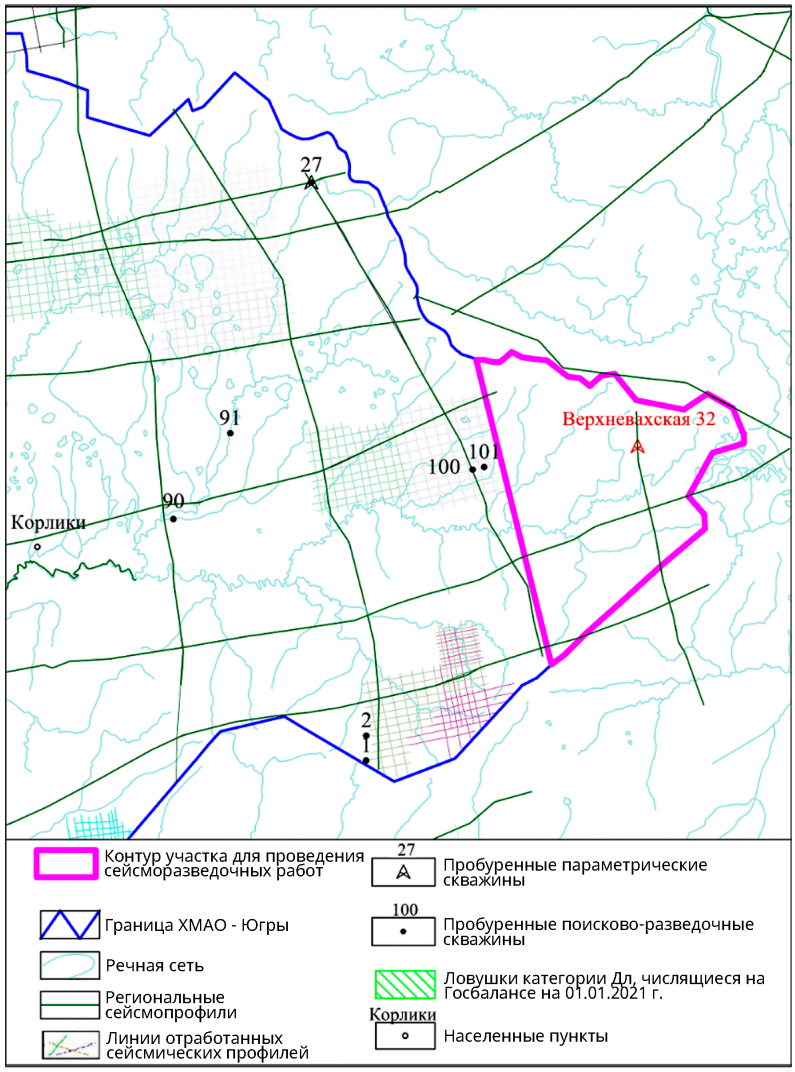



*Рис. 1. Схема изученности сейсморазведочными работами и бурением района проектных работ*

Предложения о включении в «Программу ...» проведения региональных сейсморазведочных работ **на востоке округа** предлагалось сотрудниками НАЦ РН начиная с 2010 года.

На совещании 25 августа 2020 года, состоявшемся в ФАУ «ЗапСибНИИГГ», региональные сейсморазведочные работы на Верхневахском поисковом участке объемом 2000 пог. км (рис. 1) вошли в Программу работ на период 2021-2025 гг. **Но десятилетиями откладывающееся изучение крайнего востока округа видимо может быть отложено еще...**

Проведение широкомасштабных геологоразведочных работ в пределах восточной окраинной Предъенисейской ПНГО ХМАО – Югры и примыкающих к ней перспективных нефтегазоносных районов Красноярского края, а в последующем разработка месторождений углеводородов,

прогнозируемых здесь к открытию, позволит значительно улучшить социально-экономическое положение в восточной части Нижневартовского района, решить ряд социально значимых проблем в Красноярском крае в целом. В долгосрочной перспективе хозяйственное освоение этой территории станет важным элементом Программы формирования новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности России на востоке страны.

### Оценка перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий

В рамках актуализации «Стратегии социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2036 года с целевыми ориентирами до 2050 года» **были также представлены направления наращивания ресурсной базы округа.**

На территории нераспределенного фонда недр выделены перспективные зоны, которые определяют развитие геологической отрасли в округе. Перспективы поиска в первую очередь связаны с основными нефтесодержащими резервуарами нижнемеловой и юрской части разреза осадочного чехла ЗСНГП, в том числе и содержащие трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). По степени перспективности поисковые зоны были разделены на две группы (рис. 2).

В одну группу вошли территории, в которых перспективны отложения нескольких нефтегазоносных комплексов, в другую – территории, где выявленная нефтегазоносность связана с одним комплексом и перспективы других отложений не определены из-за их слабой изученности, то есть зоны для поисково-разведочных работ на ближайшую перспективу и зоны долгосрочного прогноза.

Одна из рекомендуемых перспективных зон – Березовская. Территория зоны с подготовленной инфраструктурой, проходят магистральные газо- и нефтепроводы, что позволит ускорить ввод в эксплуатацию вновь выявленных месторождений. Большая часть территории не охвачена лицензированием и относится к нераспределенному фонду недр. Изученность площадными сейсморазведочными работами территории очень низкая, в основном это МОВ 50-60-х годов.

Из 19 месторождений, располагающихся целиком в контуре поисковой зоны, 12 находятся в НРФН (рис. 3). Большая часть месторождений открыта в 60-х годах, находится на стадии разведки и требует доизучения. Очень много скважин, пробуренных в предыдущие годы и расположенных на территории НРФН, результаты испытания которых необходимо пересмотреть, т.к. имеются признаки УВ.

Существенная часть нефтяного потенциала зоны приходится на нелокализованные ресурсы категорий $D_1$ (перспективные) и $D_2$ (прогнозируемые). Определенно заслуживает особого внимания нижнеюрский нефтегазоносный комплекс, с ним связаны выделенные перспективные объекты, часть которых уже подготовлена к поисковому бурению (рис. 3). **Возможно для привлечения инвестиций недропользователей часть поискового бурения имеет смысл включить в перечень региональных работ, проводимых за счет средств гос. бюджета.**

Территория рекомендуется для систематизации всего геолого-геофизического материала, выбора площадей для размещения региональных сейсморазведочных работ, постановки параметрического бурения с дальнейшим выделением перспективных зон и локальных объектов во всех нефтегазоносных комплексах, разработки рекомендаций по развитию сырьевой базы и разработки программы лицензирования территории.

**Изучение глубокозалегающих горизонтов.** На этом направлении хочется особенно сосредоточить ваше внимание. Авторами статьи проведен комплексный анализ территорий деятельности компаний-недропользователей, чьи лицензии имеют ограничение.

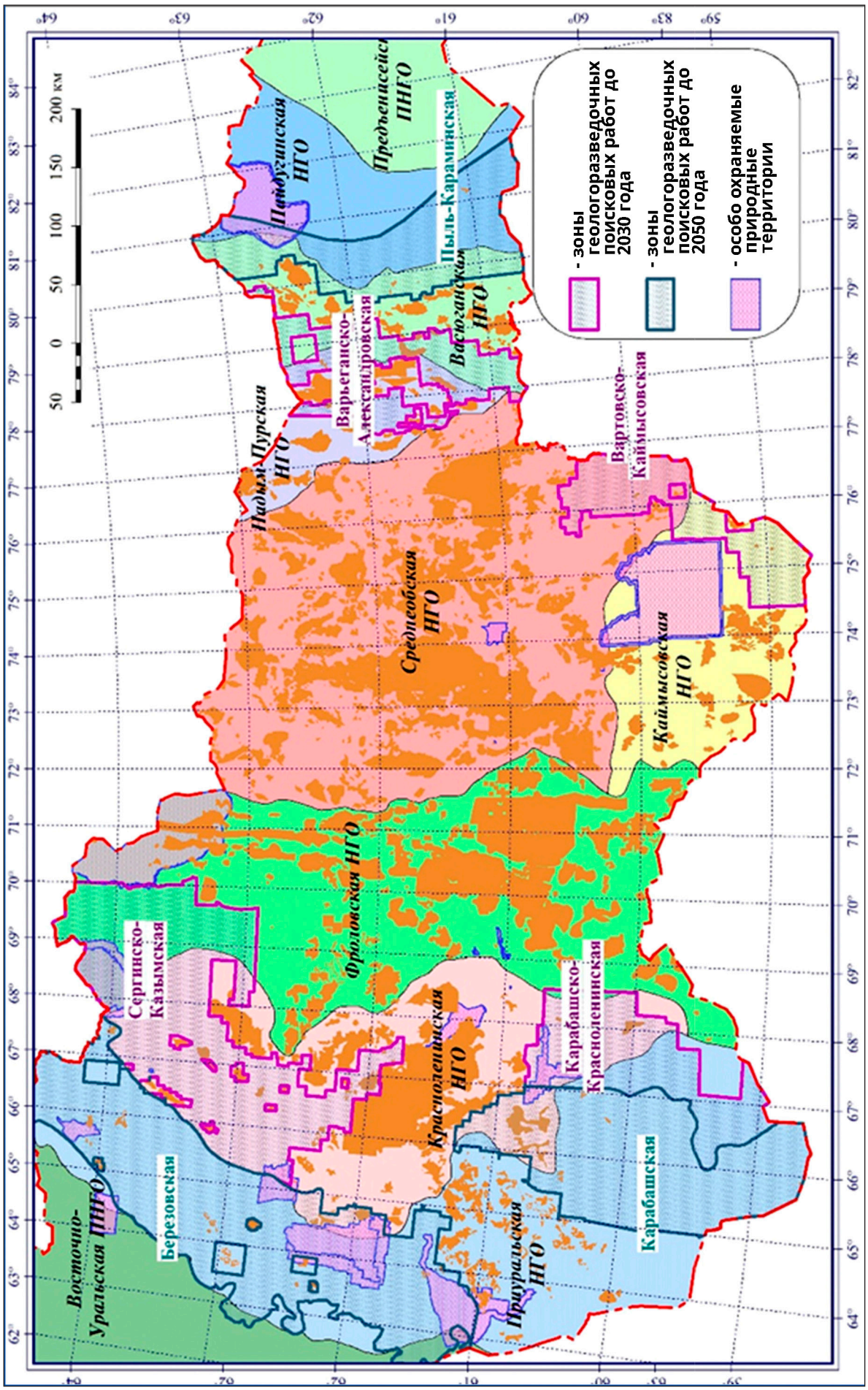



*Рис. 2. Схема расположения перспективных поисковых зон на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры*

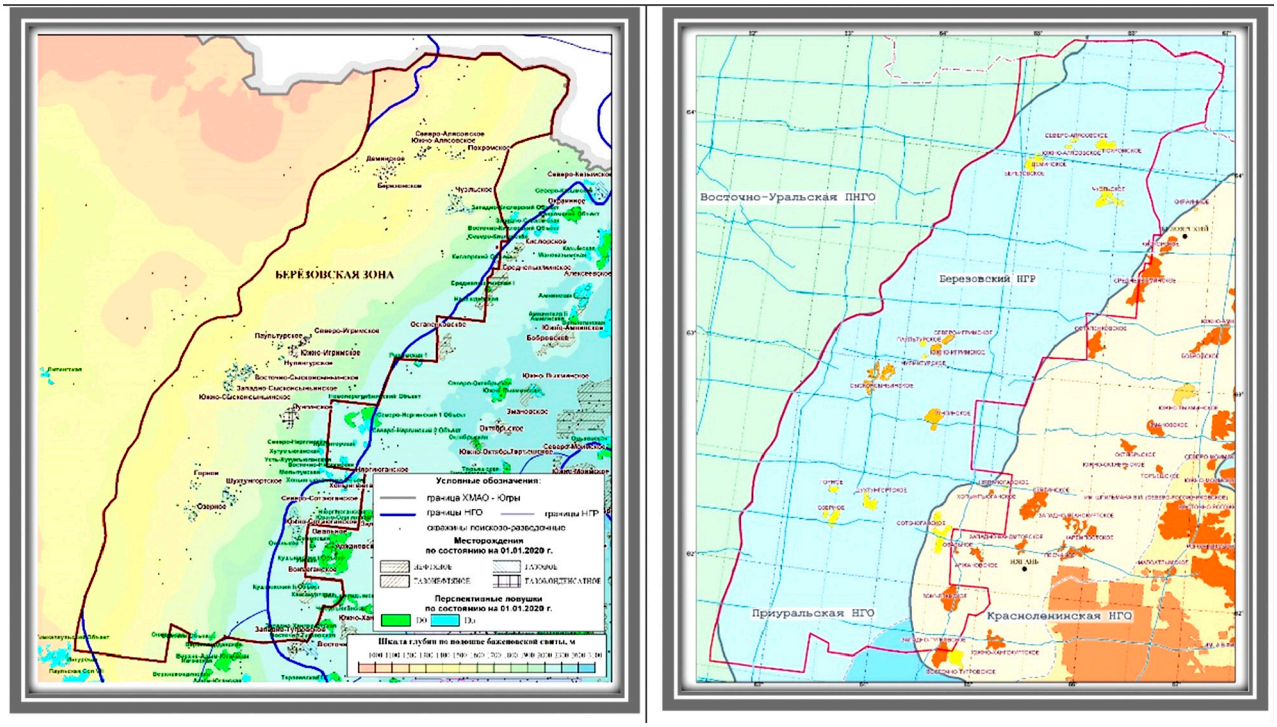



*Рис. 3. Выявленная нефтеносность Березовской поисковой зоны и ее перспективы*

В силу сложившейся практики лицензирования в ХМАО – Югре, значительная часть участков с долгосрочными действующими лицензиями (лицензии типа НР, НЭ, НГ) переданы недропользователям не на весь разрез перспективных отложений в их контурах, а только на верхние наиболее разведанные горизонты. Для таких участков в лицензионных соглашениях оговаривается граница пользования недрами по глубине, с точностью приуроченности ее либо к пластам с установленной нефтегазоносностью, либо к стратиграфическим подразделениям разреза (группе, системе и т.п.).

Так, по состоянию на 01.01.2022 г. из общего числа долгосрочных участков (ЛУ) на территории ХМАО – Югры – 459, количество участков с ограничением по глубине составляет 317. Их суммарная площадь равна 153 тыс. км$^2$ – 76 % от суммарной площади анализируемых участков и 30 % от площади перспективных земель округа. Для остальных 142 ЛУ весь разрез перспективных отложений в пределах их контуров предоставлен в пользование владельцам соответствующих лицензий.

Согласно расчетам, доли извлекаемых начальных суммарных (НСР) и невыявленных ресурсов нефти отложений «ниже ограничения по глубине» от суммарных по всему разрезу перспективных отложений в пределах контуров 459 участков составляют соответственно, 4,6 и 20 % и оцениваются как 1,372 и 1,285 млрд т (рис. 4). Существенная часть вышеупомянутых ресурсов сосредоточена в среднеюрском, нижнеюрском и доюрском нефтегазоносных комплексах (НГК) и в сумме насчитывает 1,234 и 1,219 млн т. При этом максимальный объем извлекаемых невыявленных ресурсов нефти находится в отложениях нижнеюрского НГК (406 млн т), почти равное количество – в среднеюрском НГК и нефтегазоносном горизонте зоны контакта юрских отложений с образованиями триаса и палеозоя (НГГЗК), соответственно, 300 и 293 млн т, 220 млн т нефти сконцентрировано во внутреннем палеозое.

Что касается извлекаемых ресурсов нефти локальных объектов категорий $D_0$ и Dл, располагающихся «ниже ограничения по глубине», то наибольшее их число относится

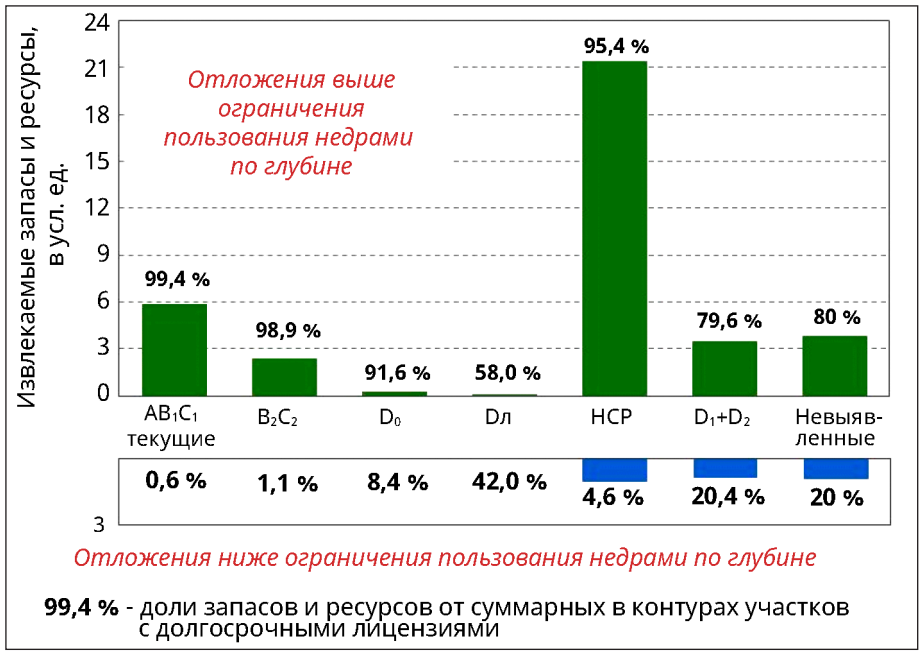



*Рис. 4. Распределение запасов и ресурсов перспективных отложений в пределах контуров участков недр с долгосрочными лицензиями ниже ограничения пользования недрами по глубине*

к нижнеюрскому НГК – 45 ловушек с ресурсами 53,9 млн т, далее следуют НГГЗК – 28 ловушек (21,9 млн т) и среднеюрский НГК – 10 ловушек (14,8 млн т). Подготовленных ловушек (категории $D_0$) – 38, локализованных (категории Dл) – 45, с ресурсами нефти, соответственно 34,5 и 56,1 млн т.

Кроме того, в рассматриваемых комплексах «ниже ограничения по глубине» – в среднеюрском НГК и НГГЗК выявлены залежи с суммарными извлекаемыми запасами нефти по категориям $B_1B_2$, соответственно, 14,567 и 0,127 млн т.

Анализ потенциала нефти отложений, находящихся ниже ограничения пользования недрами по глубине в пределах контуров участков с долгосрочными действующими лицензиями (459 ЛУ), был проведен и для крупных компаний-недропользователей (вертикально интегрированных нефтяных компаний – ВИНК).




*Рис. 5. Распределение начальных суммарных геологических ресурсов нефти отложений ниже ограничения пользования недрами по глубине (в контурах участков с действующими долгосрочными лицензиями) между территориями компаний-недропользователей*

Максимальная доля начальных суммарных геологических ресурсов нефти отложений, расположенных ниже кровли пласта $Ю_2$ и отметки в интервале среднеюрских отложений, сосредоточена в контурах участков ПАО «Сургутнефтегаз» (28,7 % от их суммы); далее, также со значительными по величине долями, следуют ПАО «НК «Роснефть» (20,3 %) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (19,3 %) (рис. 5).

Доли НСР рассматриваемых отложений для территорий других ВИНК и «Прочих недропользователей» (подразделение, в котором условно объединены мелкие и средние компании) изменяются в интервале 1,8-7,3 %.

Стоит отметить, что немногим более 30 % нелокализованных ресурсов нефти отложений ниже «ограничения по глубине» от суммарных по всему разрезу перспективных отложений в пределах контуров 459 ЛУ имеют оценку по категории $D_2$. Но учитывая тот факт, что участки с долгосрочными лицензиями, а в их числе и участки с ограничением пользования недрами по глубине, располагаются преимущественно в районах с весьма развитой инфраструктурой, их вовлечение в процесс поиска и разведки станет экономически оправданным шагом.

Для оценки перспективности отложений ниже ограничения горного отвода проведен анализ результатов испытания скважин в этих интервалах. Рассматривались испытания скважин по нефтегазоносным комплексам и в разрезе компаний-недропользователей.

Основное количество участков с ограничением горного отвода ниже кровли тюменской свиты приходится на: ПАО «ЛУКОЙЛ», АО «Независимую нефтегазовую компанию» (АО «ННК»), ПАО «НГК «Славнефть». Большая часть участков ПАО «Сургутнефтегаз» имеет ограничение горного отвода в интервале тюменской свиты (рис. 6). В скважинах в разное время были проведены испытания отложений, относящихся к интервалу ниже ограничения горного отвода по глубине. Анализировались данные испытаний, выполненных непосредственно в интервале комплекса. Больше половины пробуренных скважин с испытаниями среднеюрского комплекса относятся к периоду

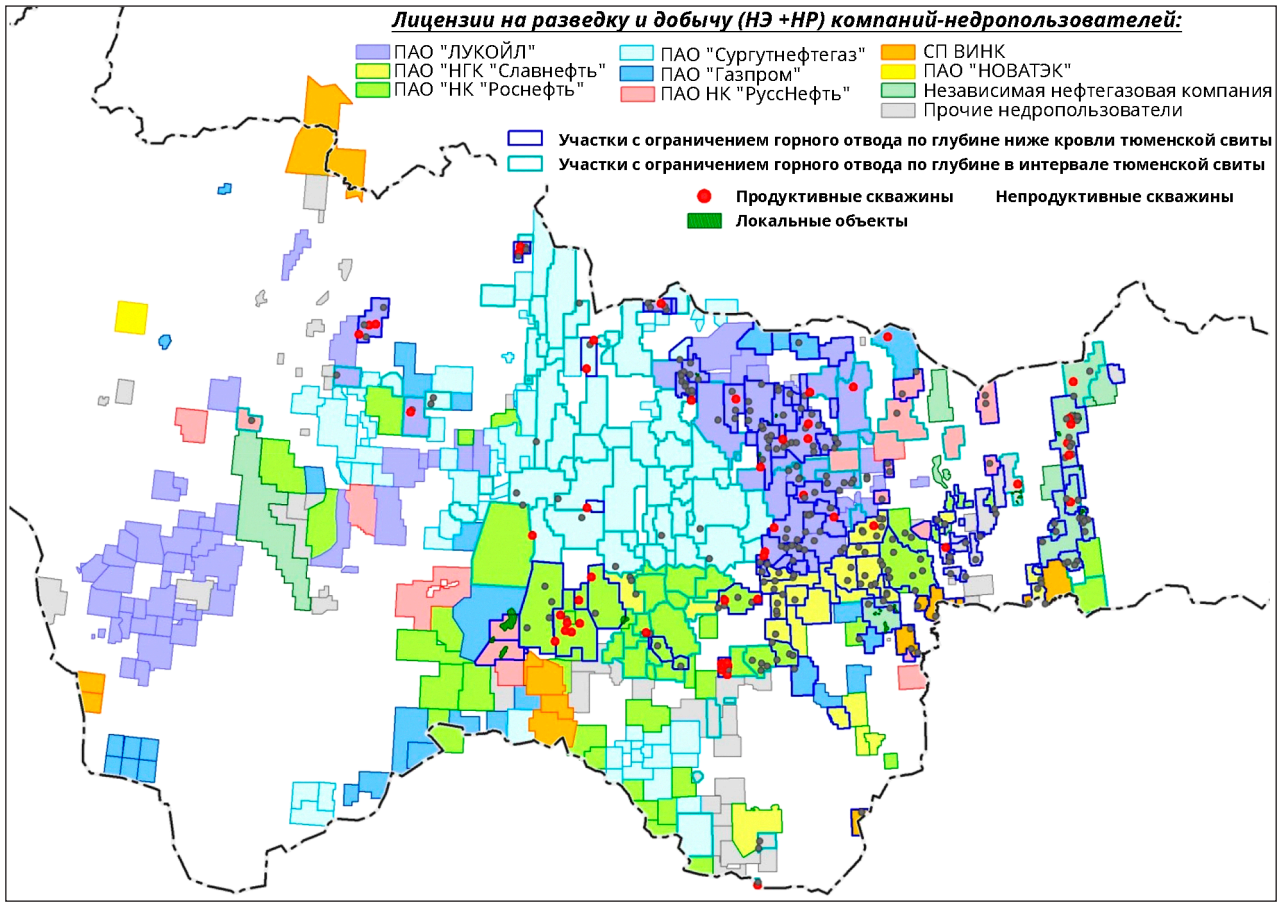



*Рис. 6. Результаты испытания скважин в отложениях среднеюрского НГК*

до начала действия Программы лицензирования недр на территории ХМАО – Югры. В большинстве скважин испытаниями охарактеризованы отложения кровельной части тюменской свиты в объеме пластов $Ю_2$-$Ю_4$, редко $Ю_5$-$Ю_6$, в единичных проведены испытания пластов нижней подсвиты тюменской свиты. Испытания проводились как в процессе бурения, так и в эксплуатационной колонне. Из общего количества проанализированных скважин в 18 % получен положительный результат, к которому отнесены притоки нефти, притоки нефти с газом, притоки нефти с водой, пленка нефти, притоки воды или ФБР с пленкой нефти. Притоки нефти из отложений тюменской свиты изменяются в широком диапазоне, от 0,14 до 22,75 м$^3$/сут, в скважине № 49 Салымской из пласта $Ю_2$ получен приток нефти с газом дебитами 134,4 м$^3$/сут и 7,91 тыс. м$^3$/сут, соответственно. В 49 % испытанных скважин получены притоки воды, в 5 % – притоки ФБР, в 28 % – притоков не получено.

Отложения пластов $Ю_7$-$Ю_9$ охарактеризованы в единичных скважинах на отдельных площадях, в большинстве получены притоки воды, либо притоков не получено. На Верхненазымской и Вынгапуровской площадях при перфорации отложений нижнетюменской подсвиты получены непромышленные притоки нефти, на Западно-Котухтинской площади получен приток воды с пленкой нефти.

По результатам испытания скважин в отложениях комплекса открыты залежи нефти, отдельные из которых числятся на балансе компаний, остальные в НРФН.

На единичных участках отложения средней юры испытаны совместно с пластами нижнеюрского возраста и доюрскими образованиями, либо с вышележащими отложениями васюганской, баженовской свит и ачимовской толщи. Наибольший процент совместных испытаний с породами баженовской свиты отмечается на участках Правдинско-Салымской группы ПАО «НК «Роснефть», где горный отвод ограничен подошвой пласта $ЮС_0$ или пластами неокомского возраста.

Наибольшее количество скважин с положительным результатом при испытании отложений средней юры отмечается на участках ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НК «Роснефть» (рис. 7). Значительно меньшее количество таковых у ПАО «Сургутнефтегаз»,

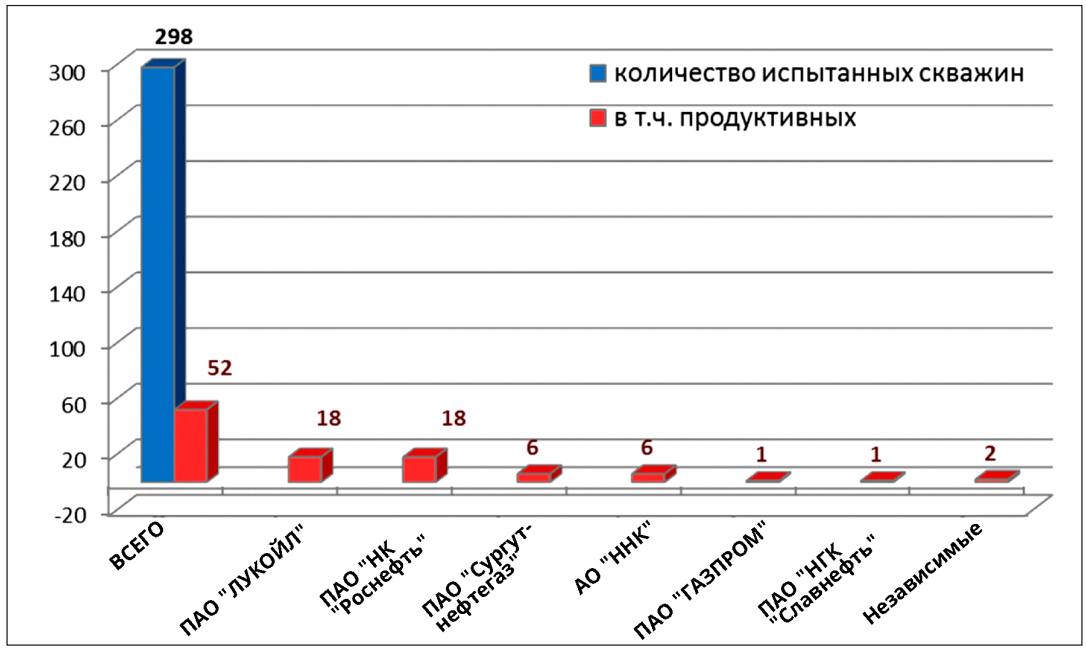



*Рис. 7. Распределение продуктивных скважин среднеюрского НГК в разрезе компаний*

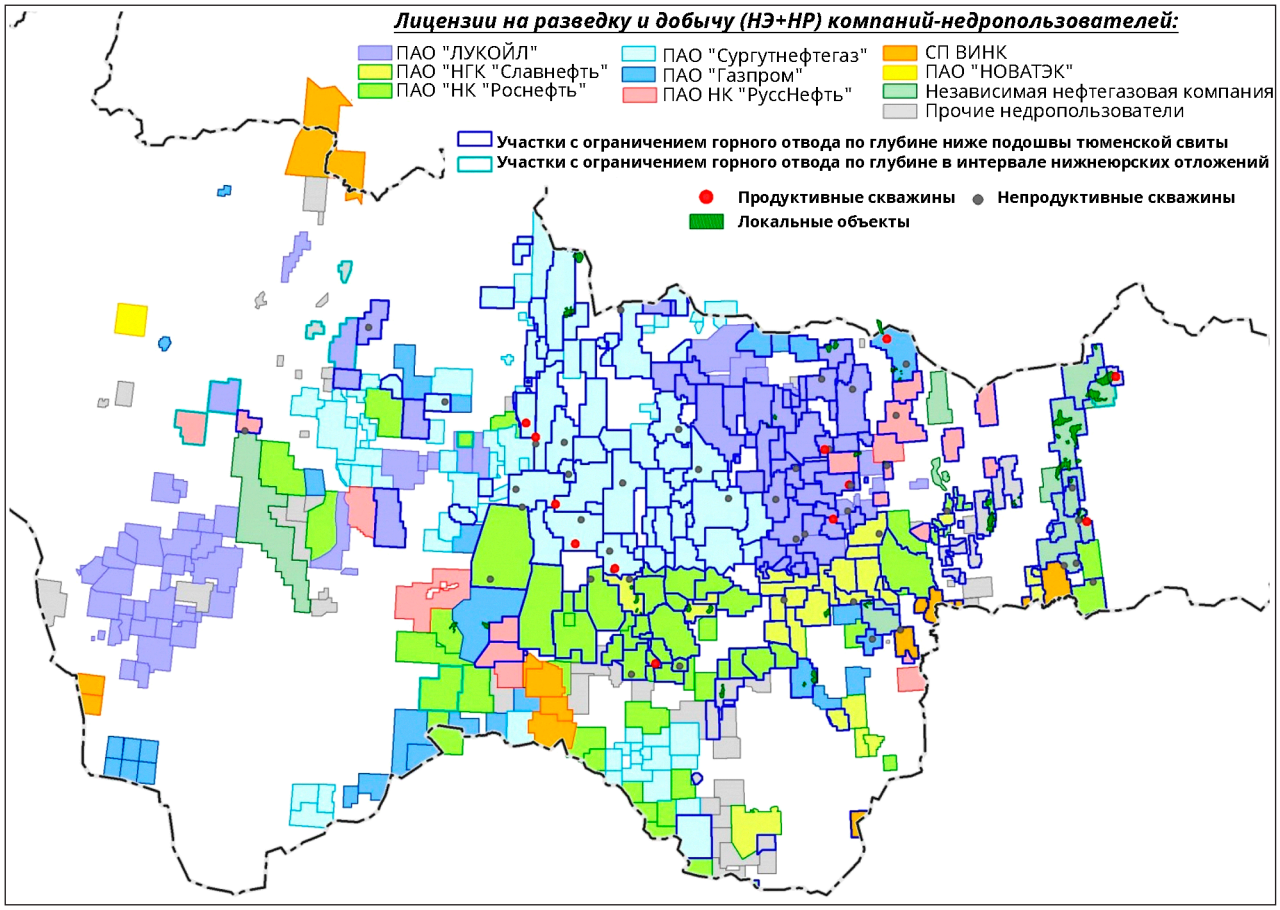



*Рис. 8. Результаты испытания скважин в отложениях нижнеюрского НГК*

объясняется тем, что большинство участков компании ограничены по глубине подошвой пласта $ЮС_2$, отложения которого были изучены в период действия поисковых лицензий на нижележащие горизонты.

Отложения нижнеюрского комплекса не вовлечены в лицензирование на половине участков долгосрочного действия на территории ХМАО – Югры (рис. 8).

Испытаниями отложения охарактеризованы в незначительном количестве скважин, в силу неповсеместного их развития. В 21 % испытанных скважин получены положительные результаты. Притоки нефти из пластов $Ю_{10}$-$Ю_{11}$ изменяются от 0,59 до 2,8 м$^3$/сут при разных условиях опробования. В 39 % испытанных скважин получены притоки воды, в 34 % – притоков не получено.

Наибольшее количество скважин, давших положительный результат при испытании отложений нижнеюрского НГК отмечено на участках ПАО «Сургутнефтегаз» (рис. 9). Часть скважин пробурена за собственные средства компании, часть за средства ВМСБ, одна скважина старого фонда, пробуренная до начала лицензирования недр. Во всех скважинах получены притоки безводной нефти дебитами 1,03-2,5 м$^3$/сут. Продуктивность нижнеюрского комплекса также подтверждена получением непромышленных дебитов нефти на участках ПАО «ЛУКОЙЛ», притоки составляют 1,2-1,4 м$^3$/сут.

Опробование отложений доюрского возраста на приток проводилось на большинстве лицензионных участков с ограничением горного отвода ниже подошвы осадочного чехла, большинство скважин испытано в процессе бурения. В 6 % испытанных скважин получен положительный результат (рис. 10, 11). Более 50 % испытаний не дали результата, объекты оказались «сухими», в 29 % получены притоки воды. Испытания

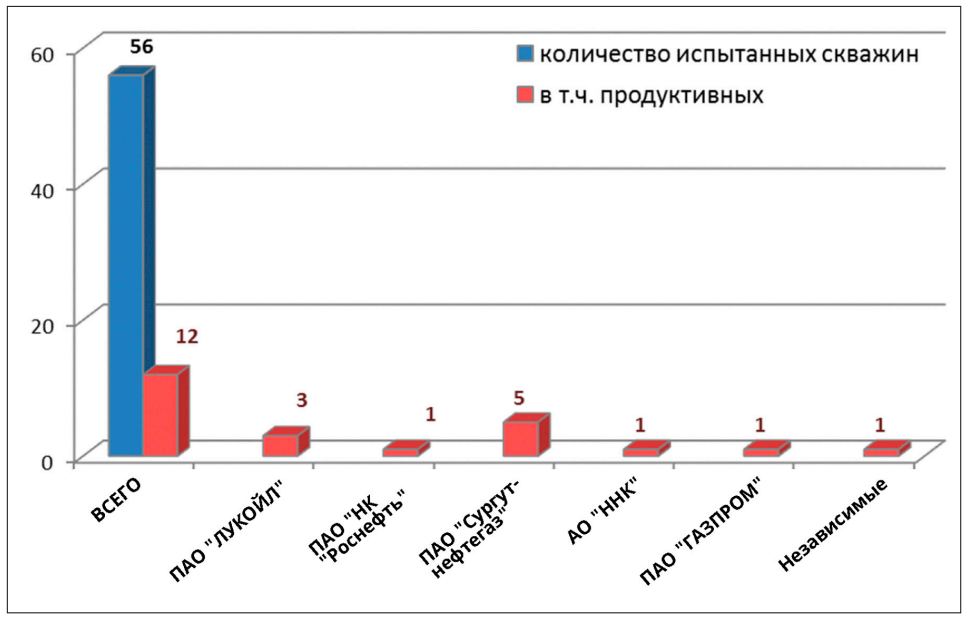



*Рис. 9. Распределение продуктивных скважин нижнеюрского НГК в разрезе компаний*

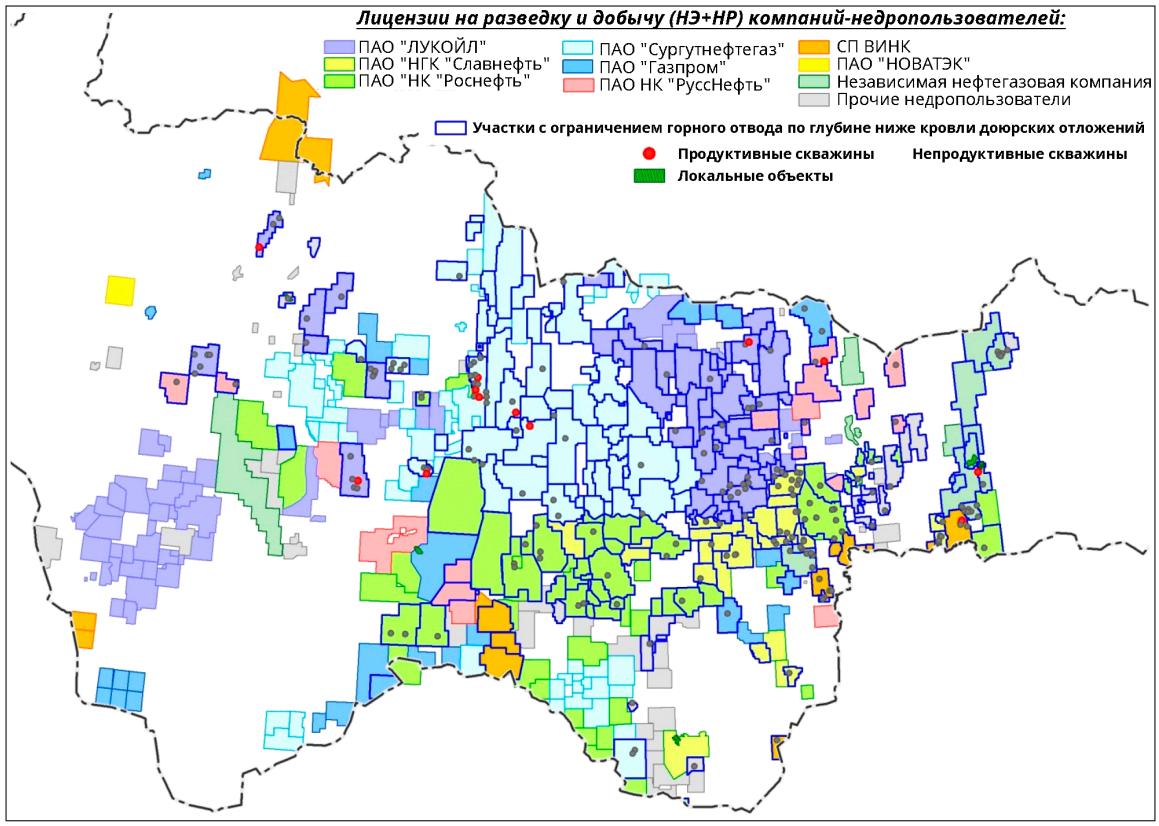



*Рис. 10. Результаты испытания скважин в отложениях доюрского возраста*

большей части скважин с положительным результатом выполнены в эксплуатационной колонне, притоки нефти изменяются от 0,09 до 4,8 м$^3$/сут, в отдельных скважинах получены притоки ФБР с пленкой нефти, вероятно скважины недоосвоены.

С 2007 года на территории ХМАО – Югры начала действовать практика выдачи лицензий на геологическое изучение с целью поисков и оценки залежей углеводородного сырья в нижележащих горизонтах разрабатываемых месторождений. Наибольшее

количество таких лицензий в 2007 году было выдано ПАО «Сургутнефтегаз». В последующий период, в разные годы практически все ВИНКи приобретали поисковые лицензии на изучение интервала отложений ниже ограничения горного отвода по глубине (рис. 12). Всего за период с 2007 по 2022 годы на территории ХМАО выдано 38 поисковых лицензий,

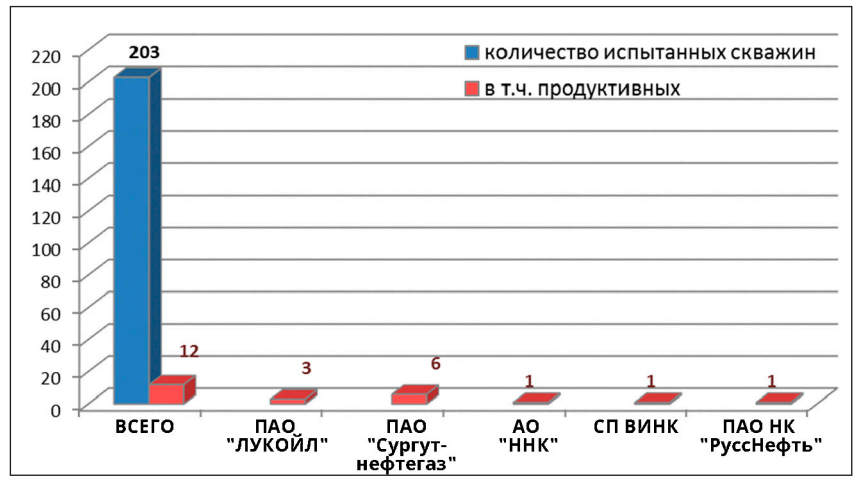
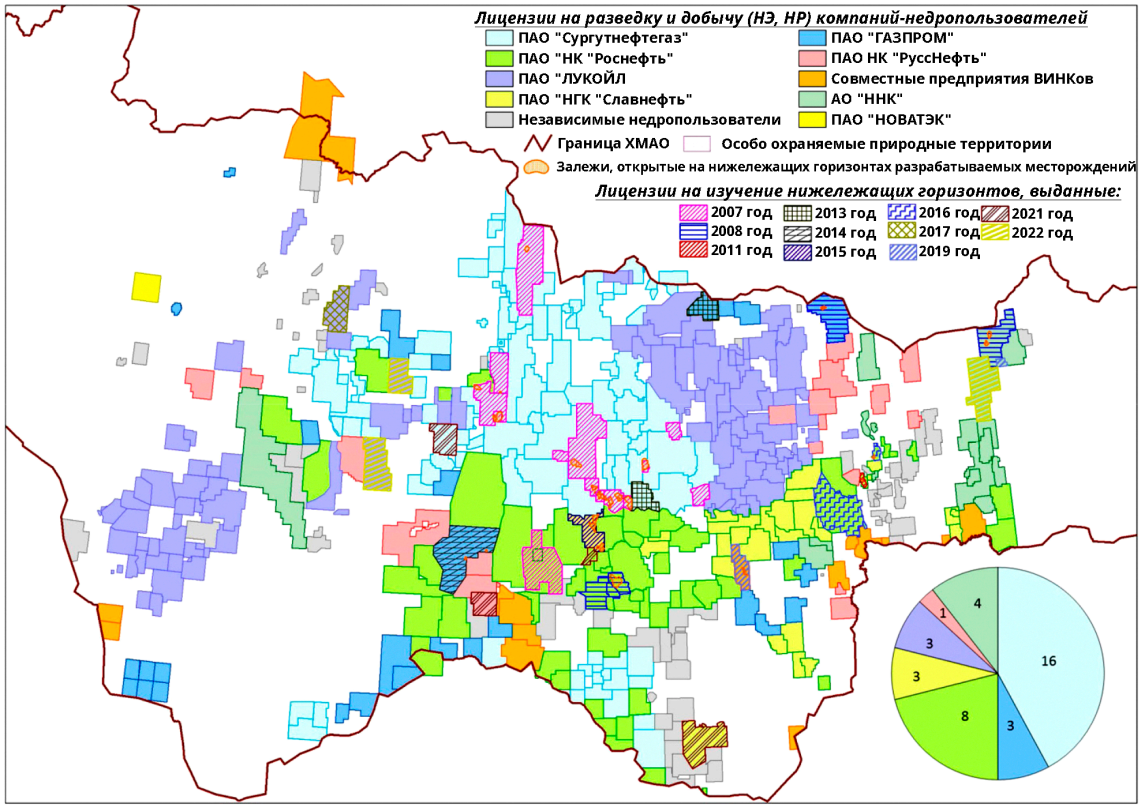



*Рис. 11. Распределение продуктивных скважин доюрского комплекса по компаниям*




| КОМПАНИЯ | КОЛИЧЕСТВО ЛИЦЕНЗИЙ | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| ПАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ" | 14 | | | | | | 1 | | | | | | | | 1 | |
| ПАО "НК "РОСНЕФТЬ" | 1 | 3 | | | | | | | | | | | | | 1 | |
| ОАО "ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК" | | | | | 1 | | | | | | | | | | | |
| АО "САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ" | | | | | | | | | | 2 | | | | | | |
| ПАО "ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ" | | 1 | | | | | | | | | | | 1 | | 1 | 1 |
| ООО "ЗАПОЛЯРНЕФТЬ" | | 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| АО "ГАЗПРОМ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ" | | | | | | | 1 | | | | | | | | | |
| ООО "ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС" | | | | | | | | 1 | | | | | | | | |
| ООО "СЛАВНЕФТЬ-НИЖНЕВАРТОВСК" | | | | | | | | | 1 | | | | 1 | | | |
| ПАО "ОБЬНЕФТЕГАЗГЕОЛОГИЯ" | | | | | | | | | | | | | | | 1 | |
| ООО "РИТЭК" | | | | | | | | | | | 1 | | | | | 2 |
| ПАО НК "РУССНЕФТЬ" | | | | | | | | | | | | | | | 1 | |

*Рис. 12. Изучение нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений*

последние из которых получены компаниями в 2022 году. В период действия лицензий на нижележащих горизонтах разрабатываемых месторождений открыто 38 залежей нефти.

Из общего количества открытых залежей 68 % выявлено в отложениях среднеюрского НГК, 15 % относится к отложениям васюганской свиты верхней юры. Две залежи открыты в отложениях ачимовской толщи и четыре в образованиях доюрского возраста. Суммарные запасы на дату открытия залежей составили по категориям $C_1B_1$ **41,766/10,025 млн т** (геол./извл.), по категориям $C_2B_2$ – **76,589/16,734 млн т** (геол./извл.).

**По состоянию на 01.01.2022 г.** суммарные запасы этих залежей составляют: по категориям $C_1B_1$ – **128,154/24,451 млн т** (геол./извл.), по категориям $C_2B_2$ – **67,581/15,639 млн т** (геол./извл.).

По окончании срока действия лицензий на изучение нижележащих горизонтов по результатам поисковых работ горные отводы части лицензионных участков были увеличены.

Проведенный анализ показывает, что практика освоения перспективных горизонтов ниже ограничения горного отвода, не смотря на риски и значительные затраты, приносит положительные результаты, позволяя тем самым наращивать ресурсную базу компаниям-недропользователям.

## Выводы

Государство заинтересовано в создании поискового задела на нижележащих горизонтах разрабатываемых месторождений.

Так, в целях государственного регулирования и повышения инвестиционной привлекательности геологического изучения недр нижележащих горизонтов **с 01.01.2022 года вводится новый упрощенный порядок предоставления права пользования для геологического изучения нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений**.

1. На участках с совмещенными лицензиями для поиска и оценки залежей ниже лицензионного ограничения по глубине изменения границ необходимо просто внести изменения в действующее лицензионное соглашение и изменить нижнюю границу участка.

2. Второй вариант оформления права пользования геологического изучения ниже ограничения – это получение пятилетних НП лицензий.

**Таким образом, желание и решение о целесообразности изучения нижележащих горизонтов остается за недропользователями. Ждем ваших предложений!**

## ЛИТЕРАТУРА

1. Стратегия социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2036 года с целевыми ориентирами до 2050 года. Утверждена Постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 03 ноября 2022 года. Отчет «Характеристика состояния отрасли и разработка целевых показателей Стратегии в части, касающихся разделов геологическая отрасль и нефтегазодобывающая отрасль» по договору №39/2021 от 30.08.2021 г. Ответственный исполнитель Л.М. Захарова АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана».

2. **Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 году:** отчет // Правительство Ханты – Мансийского автономного округа – Югры, Департамент недропользования и природных ресурсов, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – 2021. – Текст : электронный. – URL: https://www.crru.ru/smi/nedropolzovanie_otchet_2020.zip.

3. **Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2021 году:** отчет // Правительство Ханты – Мансийского автономного округа – Югры, Департамент недропользования и природных ресурсов, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – 2022. – Текст : электронный. – URL: https://www.crru.ru/smi/nedropolzovanie_2021.zip.

УДК 553.989.04(571.12)

# ОСОБЕННОСТИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ ЕЕ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ НА ЭТАПАХ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ

**И.С. Гутман[1], С.В. Арефьев[2], Г.Н. Потемкин[1], А.Ю. Батурин[1], М.Ю. Спасенных[3], Е.В. Козлова[3], Е.П. Симоненко[4], А.А. Обгольц[1]**

*[1] ООО «ИПНЭ», г. Москва; [2] ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым*
*[3] Центр добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий, г. Москва*
*[4] ООО «Помор ГЕРС», г. Тверь*

На примере баженовской свиты Западной Сибири показано, чем обусловлена трудноизвлекаемость этих отложений. Представлены оригинальные методические приемы изучения данных отложений на различных уровнях. Особое внимание обращено на доказательство генерационного потенциала нефтематеринских свит в разрезе на основании комплексных геологических, петрофизических и, особенно, геохимических методов исследования. При анализе результатов разработки объектов баженовской свиты, характеризующихся различной дисперсией между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, показано, как это различие влияет на показатели разработки в зависимости от роста газового фактора по сравнению с начальным газосодержанием, увеличения вязкости нефти, снижения проницаемости и др.

В заключение показано, что в условиях разработки без поддержания пластового давления наиболее эффективным при подсчете остаточных извлекаемых запасов нефти представляется метод кривых падения добычи.

*Трудноизвлекаемые запасы, баженовская свита, Западная Сибирь, доманиковый горизонт, хадумская свита, нефть, ГИС, органическая геохимия, нетрадиционный коллектор*

# FEATURES OF HARD-TO-RECOVER BAZHENOV FORMATION BASED ON ITS INTEGRATED STUDY AT THE EXPLORATION AND EXPLOITATION STAGES

**I.S. Gutman[1], S.V. Arefiev[2], G.N. Potemkin[1], A.Yu. Baturin[1], M.Yu. Spasennykh[3], E.V. Kozlova[3], E.P. Simonenko[4], A.A. Obgolts[1]**

*[1] CEO IPNE LLC, Moscow; [2] LLC «LUKOIL-Western Siberia», Kogalym;*
*[3] Center for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow;*
*[4] Director Pomor GERS LLC, Tver*

The hard-to-recoverability of deposits is shown on the example of the Bazhenov formation of Western Siberia. Presented original methodological techniques for studying seabed sediments at various levels. Special attention is paid to the proof of the generation potential of oil-producing formations in the section on the basis of complex geological, petrophysical and, especially, geochemical research methods. Analyzing the results of the exploitation of objects of the Bazhenov formation, characterized by a different dispersion between the initial reservoir pressure and saturation pressure, is showing how this dispersion affects on the exploitation indicators depending on the growth of the gas factor compared to the initial gas content, an increase in oil viscosity, decrease in permeability, etc.

In conclusion, it is shown that in the conditions of exploitation without maintaining reservoir pressure, the method of «production drop curves» appears to be the most effective calculating remaining recoverable oil reserves.

*Hard-to-recover reserves, the Bazhenov Formation, Western Siberia, Domanik Horizon, Khadum Formation, oil, well logging, organic geochemistry, untraditional reservoir*

В соответствии с «Решением 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири» (Новосибирск, 2003 г.), в разрезе мезозойского осадочного чехла выделяется баженовский горизонт. В его состав входят нефтепродуктивные баженовская свита и ее возрастные аналоги, в частности, нижнетутлеймская подсвита западной части НГБ (далее в тексте будем называть ее «тутлеймской свитой»). Породы этих свит, являющихся единым образованием названы по-разному в связи с разным временем их выявления и по зонам распространения.

В силу изложенных свойств для пород баженовской свиты, содержащееся в них органическое вещество – кероген является нефтегенерирующим, породообразующим, благодаря чему содержащие породы характеризуются нефтематеринскими свойствами.

В отличие от них аномальные разрезы (АРБ), сложенные песчаниками и алевролитами, не имеют ничего общего с собственно баженовской свитой. АРБ контролируются структурным и литологическим факторами, их породы характеризуются существенно меньшим нефтенасыщением, а также наличием межфлюидных контактов, наличием традиционных коллекторов – пластов с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, чем у пород баженовской свиты.

Как будет показано при дальнейшем рассмотрении, в зависимости от стадии зрелости керогена пласты-коллекторы, выделяемые внутри собственно баженовской свиты, являются нетрадиционными, обозначаемые в отличие от АРБ как $Ю_0$ с добавлением между этими символами букв С, Н, К в зависимости от территориальной принадлежности изучаемого объекта, соответственно, Сургутскому, Нижневартовскому или Красноленинскому сводам.

Надо отметить, что на каждом из указанных сводов и мегавпадин (рис. 1), разрезы баженовской свиты центральной части НГП и тутлеймской свиты на западе существенно отличаются по толщине. На западе тутлеймская свита залегает над абалакской, а в центре и на востоке провинции баженовской свите обычно предшествует георгиевская. При наличии аномальных разрезов, обозначаемых как $Ю_0^1$, их место в разрезе отложений определяется между баженовской и георгиевской свитами на востоке, а также абалакской на западе.

Следует обратить внимание еще на две особенности разрезов, представленных на рисунке 1.

Во-первых, — резкое изменение толщин каждой из свит на крупных тектонических элементах.

Во-вторых, необходимо определить место аномальных разрезов в плане их различия с таким уникальным образованием, каким является баженовская свита, содержащая нефтеобразующие породы. Как ни странно, но многие исследователи до сих пор считают, что АРБ обладают теми же качествами, что и собственно баженовская свита. В немалой степени этому способствовали весьма сомнительные представления о формировании аномальных разрезов [6, 7, 8].

Породы баженовской свиты отличаются высоким содержанием органического вещества, ничтожным количеством связанной воды, очень высокой радиоактивностью, чему соответствуют значения геофизических кривых PZ, IK и GK (рис. 2). Видно, что внутри обеих свит четко выделяется собственно каждая из них, а также нижняя и верхняя переходные зоны. В связи с этим представляется целесообразным вернуться к вопросу фаунистической привязки к выделенным зонам, особенно на границе юры и мела.

На рисунке 3 приведена схема детальной корреляции четырех скважин Самотлорского месторождения. Поразительное сходство кривых ГИС «красной» пачки стало

своего рода стимулом создания программы приведения клиноформно залегающих пачек пород к одной толщине.

Это сложнейшая и, как оказалось, важнейшая операция для изучения геологического строения объекта, никогда раньше никем не выполнялась в ручном варианте.

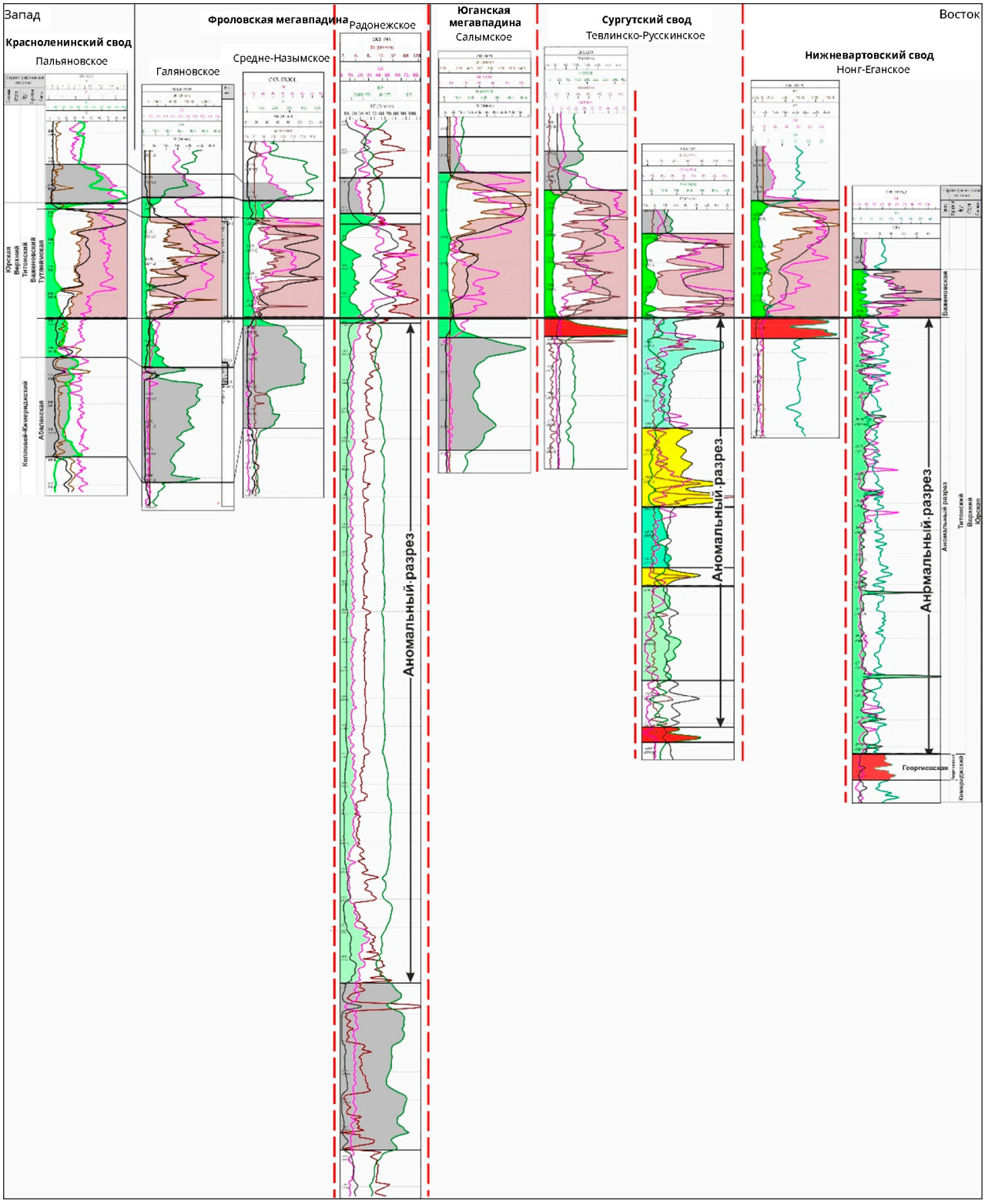



*Рис. 1. Основные подразделения разреза баженовского горизонта на крупнейших тектонических сооружениях Западной Сибири*

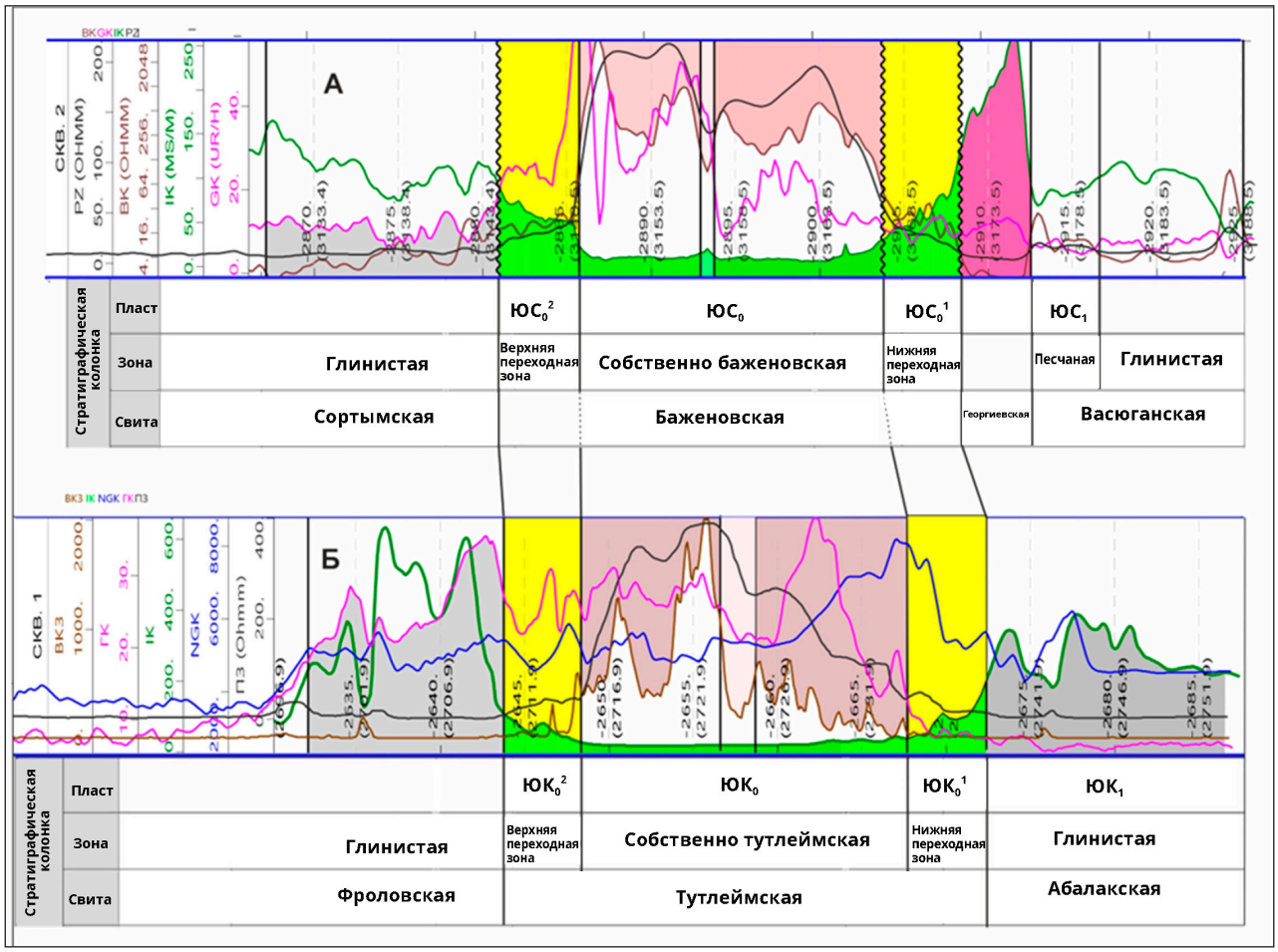



*Рис. 2. Принципиальная схема обоснования границ сортымской, баженовской, георгиевской и васюганской свит на территории Сургутского свода (А) и фроловской, тутлеймской и абалакской свит на территории Красноленинского свода (Б)*

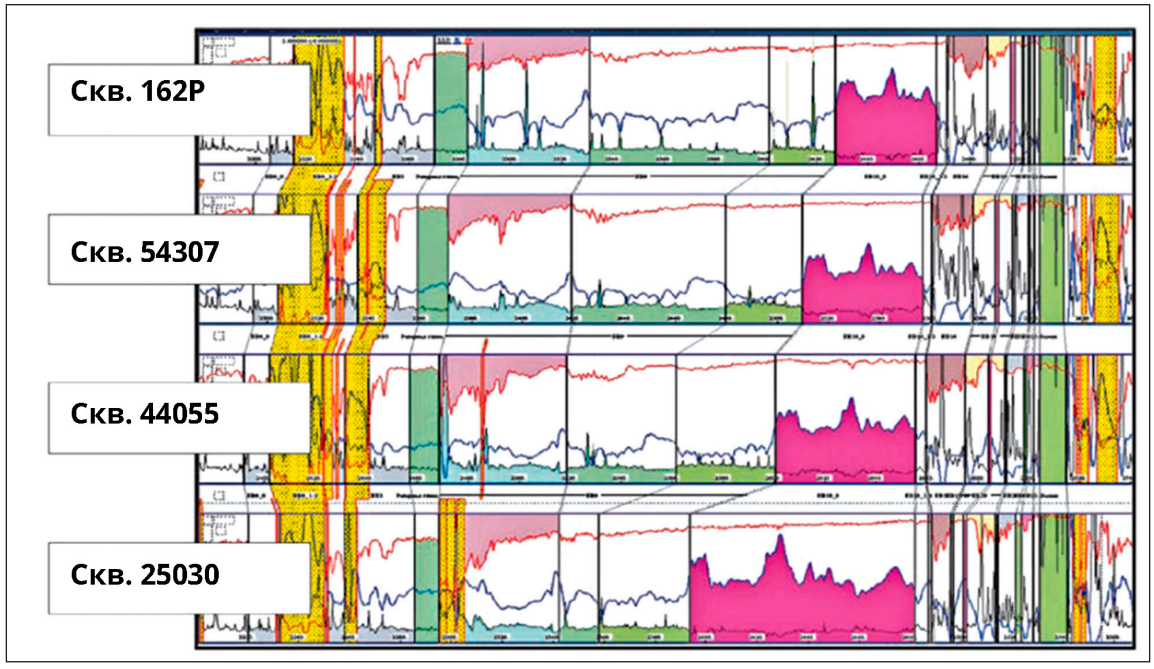
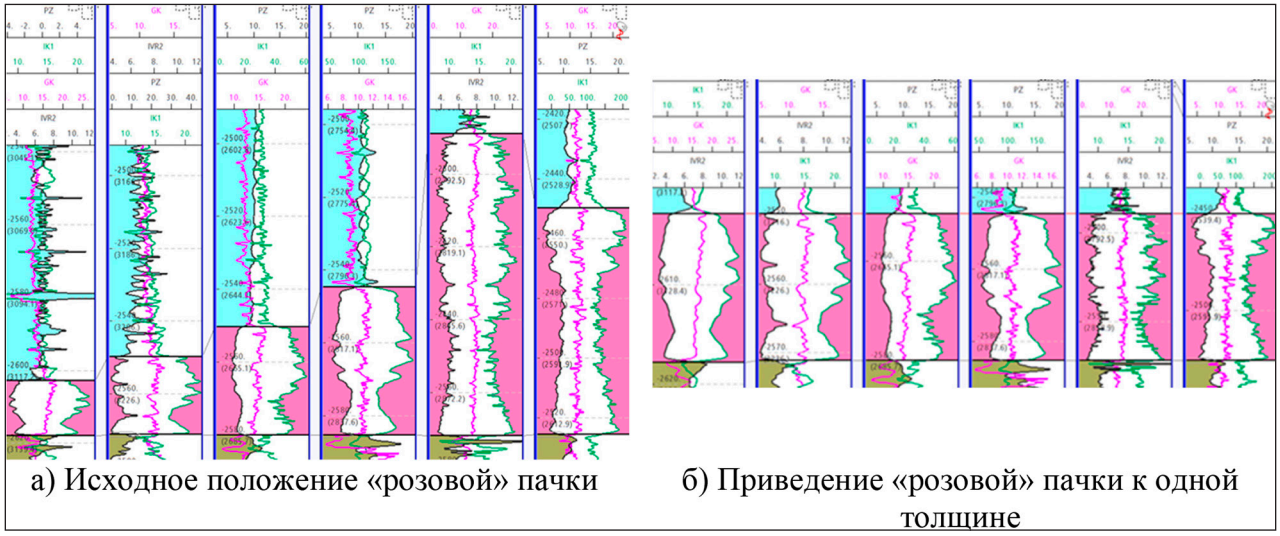



*Рис. 3. Схема детальной корреляции ачимовских отложений Самотлорского месторождения с наглядной демонстрацией клиноформного изменения пород «красной» пачки*

Она предложена нами в машинном варианте для доказательства наличия клиноформ в разрезе отложений [9]. Приведение толщин в разных скважинах к одной толщине позволяет отличить клиноформу, в которой сохраняется количество всех пропластков (рис. 4), тогда как при стратиграфическом несогласии их число изменяется.



а) Исходное положение «розовой» пачки

б) Приведение «розовой» пачки к одной толщине

*Рис. 4. Пример приведения толщины «розовой» пачки в разных скважинах к одной толщине*

Кроме того, приведение к одной толщине пачек в нескольких скважинах на профиле на основе корреляции разрезов скважин позволяет прослеживать клиноформные изменения рассматриваемых подразделений разреза на значительных расстояниях.

Толщины «розовой» пачки на Нонг-Еганском месторождении постепенно увеличиваются, причем каждый элемент этой пачки отчетливо прослеживается на кривых индукционного метода, потенциал-зонда и особенно радиоактивного метода (рис. 4а). Это возможно только в том случае, если формирование пачки происходило клиноформно в результате разноскоростного прогибания морского дна в один и тот же временной интервал.

Приведение общих толщин пачек пород к одной толщине позволяет облегчать процесс корреляции разрезов скважин сложнопостроенных объектов, выяснять причины изменения общих толщин этих пачек, сравнивать результаты корреляции с сейсмическими исследованиями.

Воспользовавшись приемом приведения толщин исследуемого интервала к одной толщине [5], на рисунке 5 нельзя не заметить идентичное строение всех разрезов баженовской свиты на крупных сооружениях Западной Сибири, что свидетельствует о формировании обеих свит с разной скоростью, но в одинаковых условиях, очевидно в один и тот же временной интервал.

При геофизических исследованиях скважин, как правило, нефтематеринские породы не имеют чёткого разделения на интервалы с нефтью или без нее, а выделяются как слои, имеющие ряд особенностей. Хороший результат даёт нормализация, т.е. сравнение с некоторыми стандартными условиями, которые определяются адресно для каждого объекта с возможным выделением коллекторов I и II типов (рис. 6).

В этом смысле нефтематеринские породы домаников Урало-Поволжья, хадумской, кумско-керестинской свит Предкавказья и баженовские можно считать «родственными».

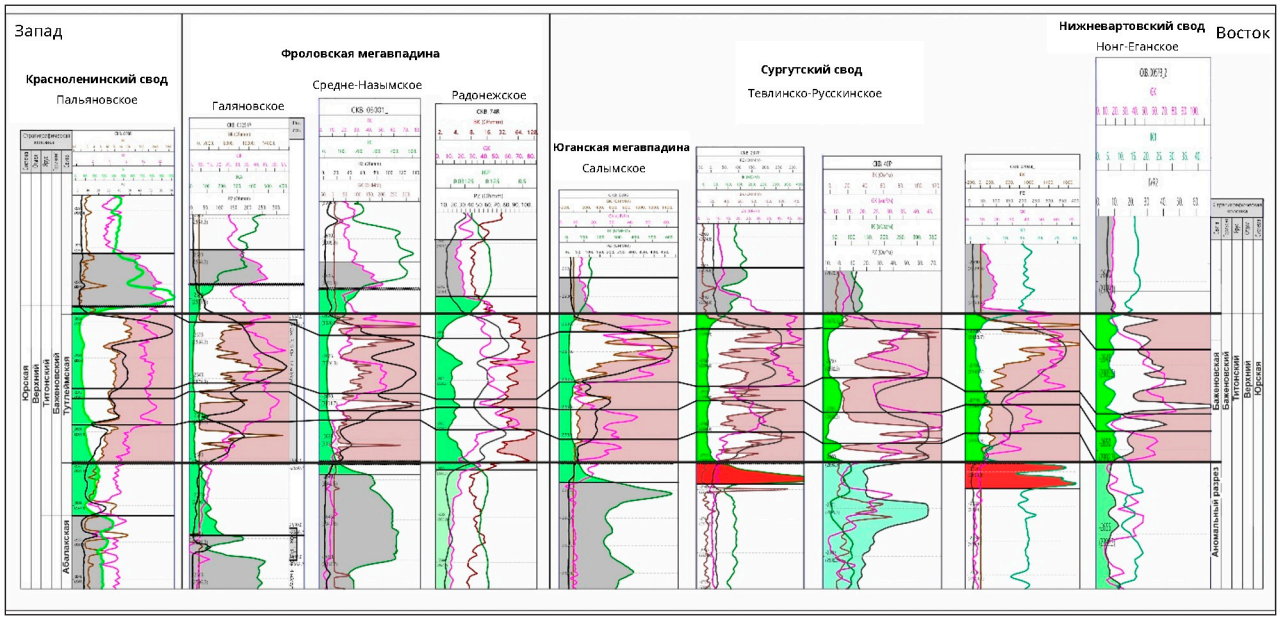



*Рис. 5. Приведение баженовской (тутлеймской) свиты к одной толщине с целью доказательства её разноскоростного формирования во всех исследуемых регионах в один и тот же временной интервал*

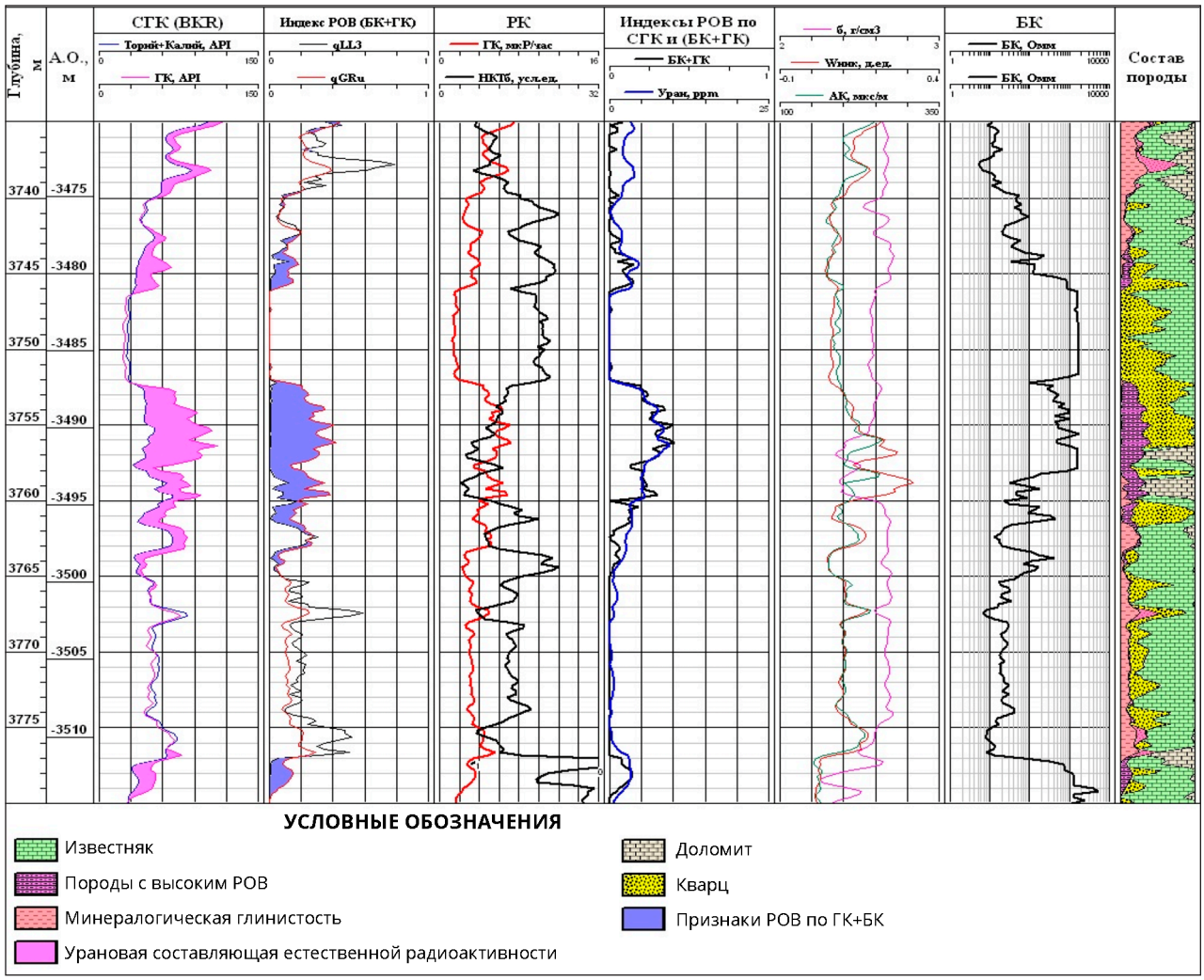



*Рис. 6. Пример выделения нефтематеринских пород в отложениях доманика (ТПП)*

Совершенно иная ситуация характерна для хадумитов, кумских и керестинских нефтематеринских отложений. Данные отложения в целом отличаются относительно низкими УЭС, а участками падающими до уровня стандартных глин (рис. 7, 8), т.е. не все породы, имеющие признаки нефтематеринских, генерируют на данном этапе УВ.

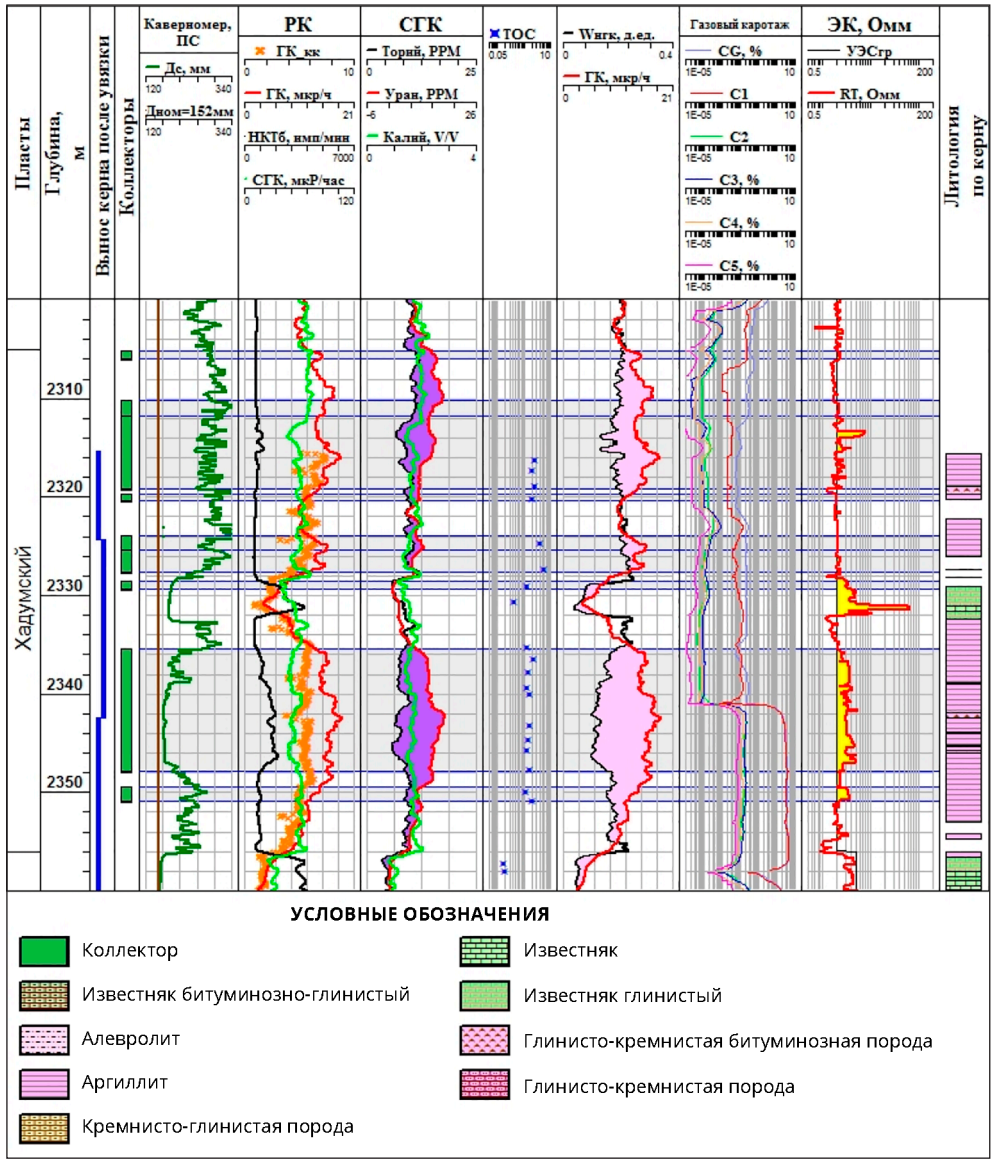



*Рис. 7. Пример выделения нефтематеринских пород в отложениях хадумской свиты*

Что касается баженовской свиты, то она представляет собой нефтяную систему сравнительно небольшой толщины (25÷40 м), где присутствуют и сосуществуют все ее компоненты – очень богатые органическим веществом (ОВ) нефтематеринские отложения, внутренние пласты-коллекторы и непроницаемые покрышки. Взаимосвязь компонентов этой нефтяной системы до сих пор является предметом детального лабораторного изучения и моделирования процессов нефтегенерации.

В баженовской свите реализованы генерация и консервация новообразованных углеводородов из нефтематеринских отложений, содержащих значительное количество органического вещества (выше кларковых значений). Здесь присутствуют отложения,

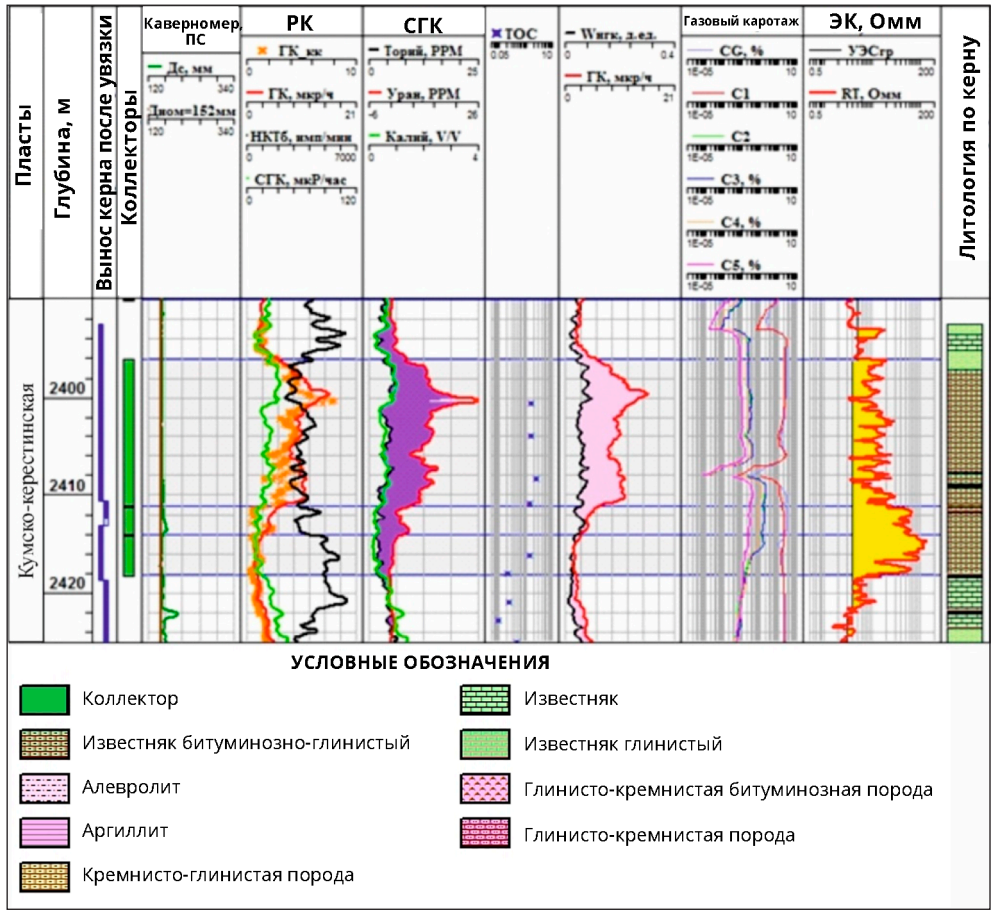



*Рис. 8. Пример выделения нефтематеринских пород в отложениях кумско-керестинской свиты*

обогащенные ОВ, с нефтегенерирующим керогеном, тонкодисперсный глинистый и кремнистый материал, который обладает очень низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Этим консервация объекта обеспечена на высоком уровне.

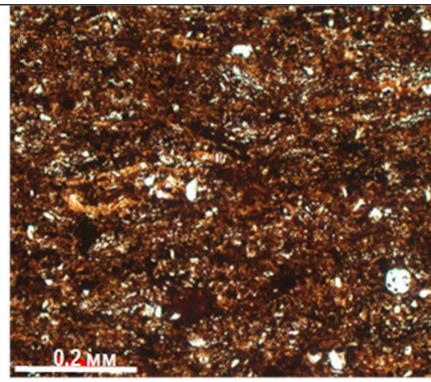
Самая большая проблема состоит в отсутствии хорошо проницаемых прослоев, в которых, собственно, и должна накапливаться нефть, или углеводородные соединения нефтяного ряда, образованные in situ, путем трансформации из геологического полимера – керогена. В качестве коллекторов в отложениях баженовской свиты выступают хрупкие карбонатные пласты, вторично измененные радиоляритовые прослои [11, 12], непосредственно керогеносодержащие интервалы на высокой стадии зрелости ОВ, способствующей созданию керогеновой пористости [3, 4].

Для баженовской свиты принципиальным является детальное изучение литологического состава и выявление сути важнейшего компонента породы – органического вещества. Отложения баженовской свиты представлены кероген-глинисто-кремнистыми, кероген-карбонатно-глинисто-кремнистыми, карбонатно-кремнистыми породами с переменным содержанием компонентов, реже – чисто кремнистыми и карбонатными разностями. Сопоставление данных ГИС и описания керна позволяет выделить литологические пачки внутри собственно баженовской свиты и провести их детальное изучение, как показано в работах В.Д. Немовой и др. [1, 10, 11, 12, 13]. В результате на микроуровне внутри интервала темноцветной баженовской свиты выделяются наиболее проницаемые участки, обусловленные процессами выщелачивания карбонатов, растворения скелетов радиолярий, доломитообразованием с образованием вторичного

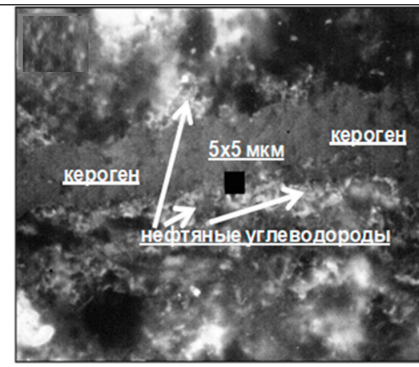
порового пространства [11], которые, при разработке оказываются естественными или технически приобщаемыми коллекторами.

Осознание строения баженовской свиты на микроуровне позволяет определиться с наиболее керогенонасыщенными (нефтематеринскими) породами и потенциально коллекторскими интервалами, обозначаемыми как пласты 1 и 2 типов.

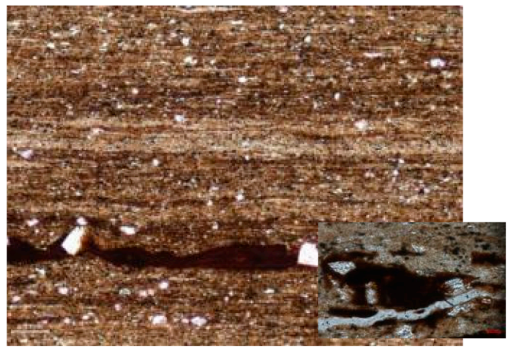
Существенные различия в строении баженовской свиты в целом и свойствах проявляются при изучении на наноуровне одного из породообразующих компонентов – органического вещества. Именно с этого уровня следует начинать осмысление углеводородного потенциала органической части баженовской свиты (рис. 9).



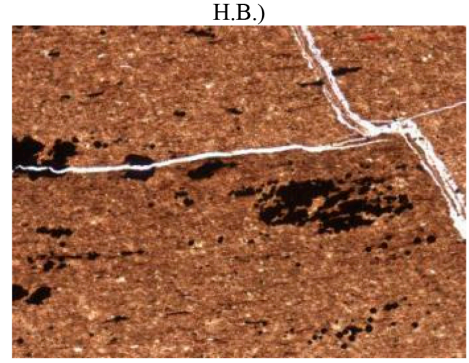

а) Керогеносодержащие породы баженовской свиты. Фотография шлифа



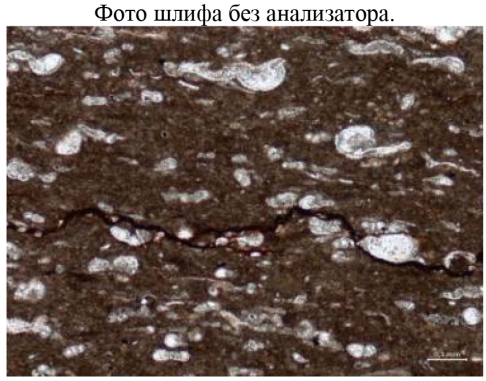

б) микрофотография аншлифа под люминесцентным микроскопом (с интерпретацией) (фото Прониной Н.В.)



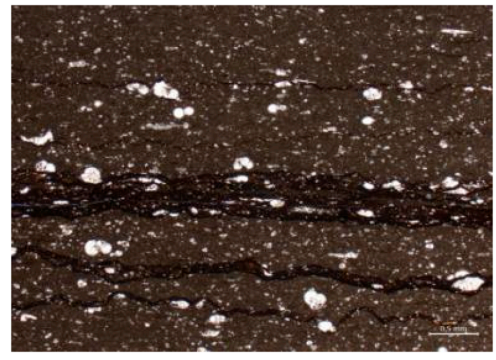
а) Подсвита Морозкиной балки хадумских отложений. Аргиллит известковый тонкогоризонтальнослоистый, прослоями обогащенный органическим веществом, неравномерно пиритизированный. Фото шлифа без анализатора.



б) Пшехская подсвита хадумских отложений. Скопления пирита округлой формы в общей глинистой массе, обогащенной органическим веществом. Трещиноватость в двух направлениях. Фото шлифа без анализатора.



а) Кумские отложения (эоцен) Карбонатно-глинистая порода, обогащенная органическим веществом с детритом и целыми раковинами фораминифер. Фото шлифа без анализатора.



б) Кумские отложения (эоцен) Темные прослои ОВ в карбонатно-глинистой породе. Фото шлифа без анализатора.

*Рис. 9. Сравнительная характеристика шлифов баженовской, хадумской и кумско-керестинской свит*

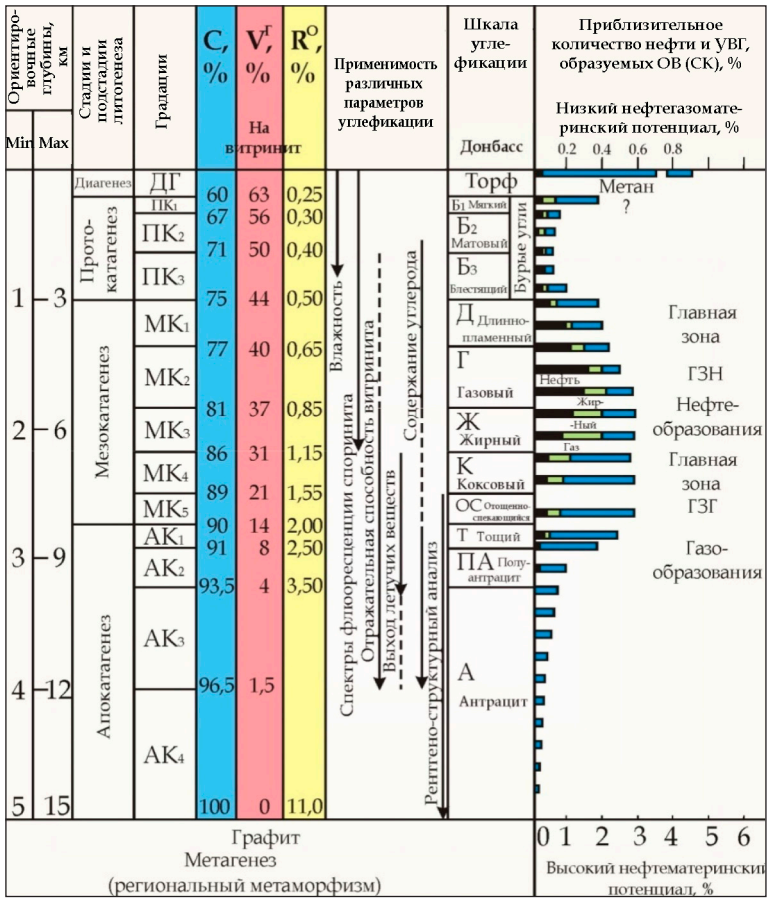



*Рис. 10. Обусловленность главных зон нефте- и газообразования стадиями катагенеза*

При этом существенное значение приобретает осмысление процесса катагенеза, представляющего собой совокупность процессов преобразования осадочных пород, а также обусловленность его стадиями главных зон нефте- и газообразования (рис. 10).

В процессе созревания керогена меняется его структура, в связи с чем меняются и его физические и химические свойства [3, 4].

На рисунке 11 представлена модель превращения твердого исходного органического вещества – керогена в углеводороды и свободную нефть (для керогенонасыщенных отложений).

На ранних этапах генерации плотная матрица керогенонасыщенной породы и собственно кероген с высокой сорбционной способностью не дают возможности новообразованным углеводородам перемещаться.

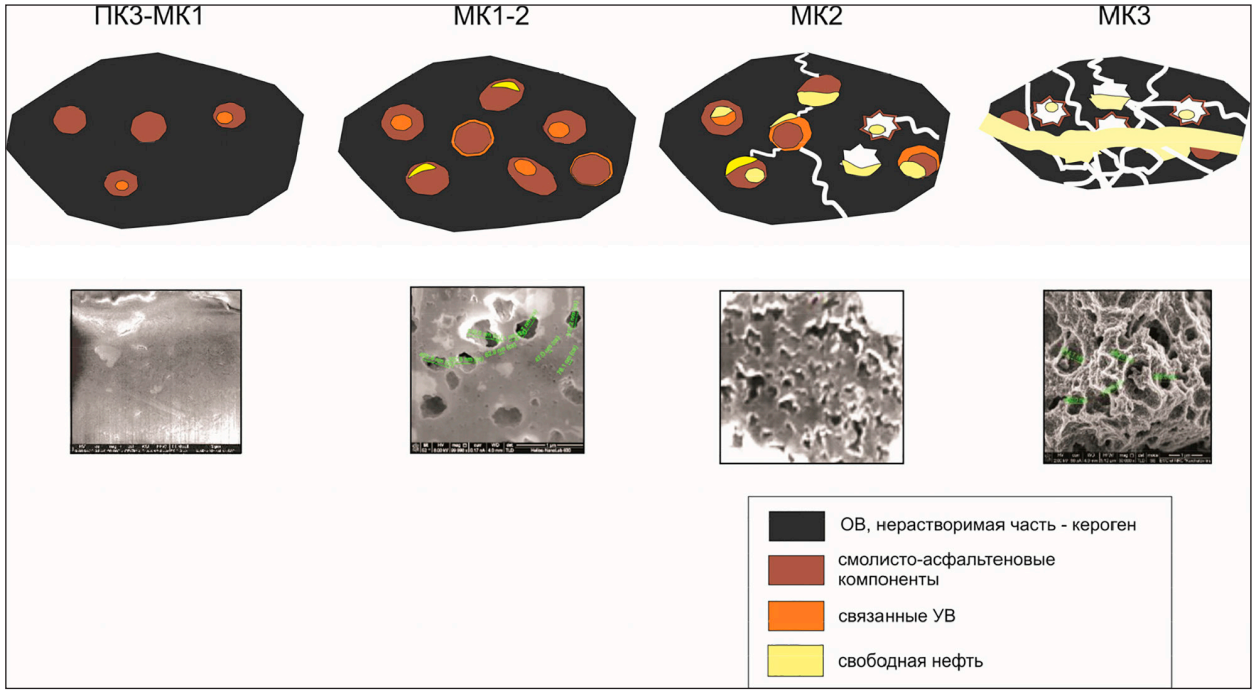



*Рис. 11. Модель формирования керогеновой пористости, связанной и свободной нефти на разных стадиях катагенеза в органическом веществе баженовской свиты (фотографии по данным просвечивающей электронной микроскопии, Васильев и др., 2015 [3])*

Последние располагаются в изолированных пустотах и порах, образованных за счет разрушения керогена – в пространстве «керогеновой пористости», что фиксируется при съемке в растровом электронном микроскопе. По мере катагенетического созревания происходит новообразование углеводородов из основной массы керогена за счет термических и термокаталитических процессов. Геополимерные соединения начинают разрушаться с образованием крупных молекул (асфальтенов и смол), при химическом распаде которых и образуются газы и нефтяные углеводороды («легкая нефть»). При дальнейшем разрушении крупных блоков и молекул керогена пор становится все больше и они начинают соединяться. При уменьшении количества керогена, уменьшается и его сорбционная способность. Капли микронефти, заполняющей поровое пространство в керогене, сливаются между собой, и, на поздних этапах главной зоны нефтеобразования, получают возможность перемещаться по трещинам и каналам, образованным при уменьшении объема керогена вследствие его распада.

Основополагающим методом для изучения состава и свойств органического вещества керогенонасыщенных отложений баженовской свиты является пиролитический метод. Пиролиз Рок-Эвал позволяет определить нефтегенерационные и коллекторские свойства пород, что дает большой эффект в комплексе с литологическими, петрофизическими, геофизическими и другими данными.

Интерпретация пиролитических исследований керогенонасыщенных отложений отличается от стандартного изучения нефтематеринских свит, так как в керогенонасыщенных отложениях с ультранизкими фильтрационно-емкостными свойствами соединены свойства генерации и аккумуляции углеводородов. Для разделения этих характеристик нами была предложена методика двойного пиролиза, объединяющая пиролиз до экстракции, экстракцию органическими растворителями и пиролиз той же породы после дебитуминизации (рис. 12). В пике S2, при стандартном анализе определяющем продукты термического разложения керогена, в керогенонасыщенных отложениях выделяются не только УВ-продукты крекинга керогена, но и высоко-

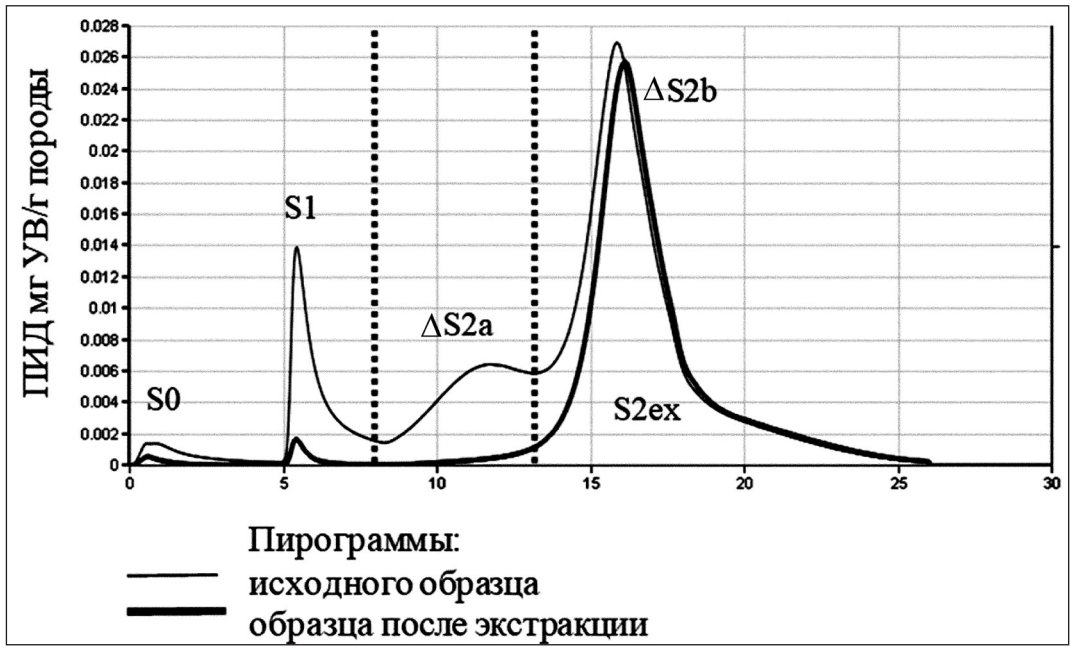



*Рис. 12. Пример наложения пирограмм образца до и после экстракции и выделения пиков S0, S1, S2a, S2b и S2ex*

температурные смолисто-асфальтеновые агрегаты, которые могут блокировать легкие нефтяные углеводороды [2]. Дебитуминизация породы позволяет удалить растворимую часть органического вещества и более корректно оценить не только его качество, но и степень катагенетической зрелости.

На схеме изменения долей пиролизуемых углеводородов и свободной нефти по результатам многолетних пиролитических исследований показано соотношение пиролитических параметров S1, ΔS2, S2ex по мере созревания органического вещества (рис. 13). Следует обратить внимание, что при достижении стадии МК2 (пика нефтегенерации) большая часть свободной нефти в керогенонасыщенных формациях мигрирует в коллектор со вторичной, новообразованной керогеновой пористостью и только часть ее фиксируется при пиролитических исследованиях. Остальное же уходит из породы при подъеме керна из-за аномально-высоких пластовых давлений и не показывается при лабораторных измерениях.

Свободная нефть из зрелого ОВ начинает скапливаться в потенциальных коллекторах (обладающих вторичной или керогеновой пористостью) и может быть подсчитана объемным методом в выделенных толщинах вновь образованных коллекторов (рис. 13).

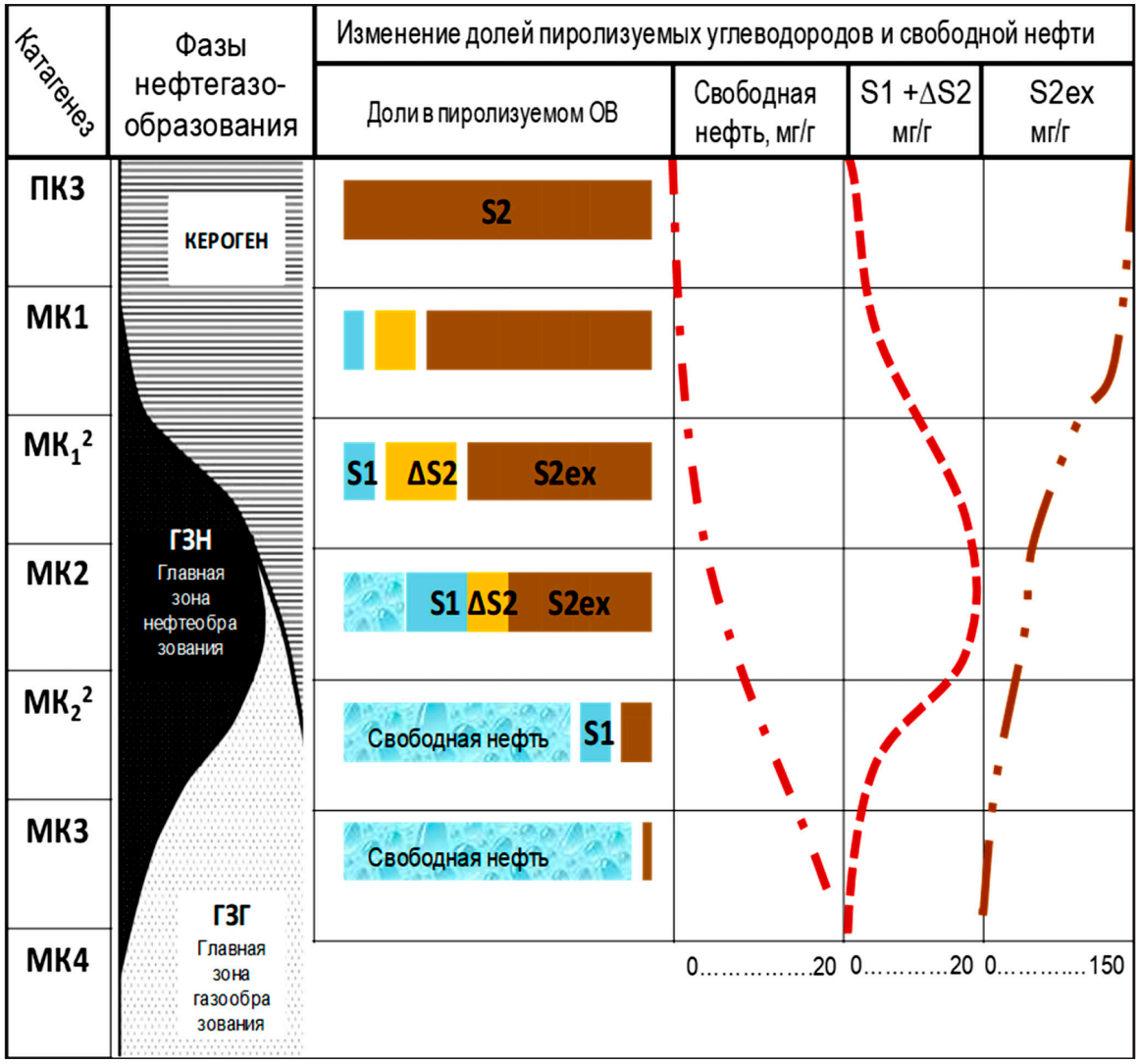



*Рис. 13. Изменение долей пиролизуемых углеводородов на разных стадиях катагенеза*

О разной степени преобразованности нефтематеринской баженовской свиты можно судить по модифицированной диаграмме Ван Кревелена, которая свидетельствует о генерационном потенциале свиты (рис. 14). Для сравнения такие же диаграммы покажем на рисунке 15 слева, демонстрирующие высокий генерационный потенциал хадумской и кумской свит, а также низкий генерационный потенциал черкесской свиты Восточного Предкавказья.

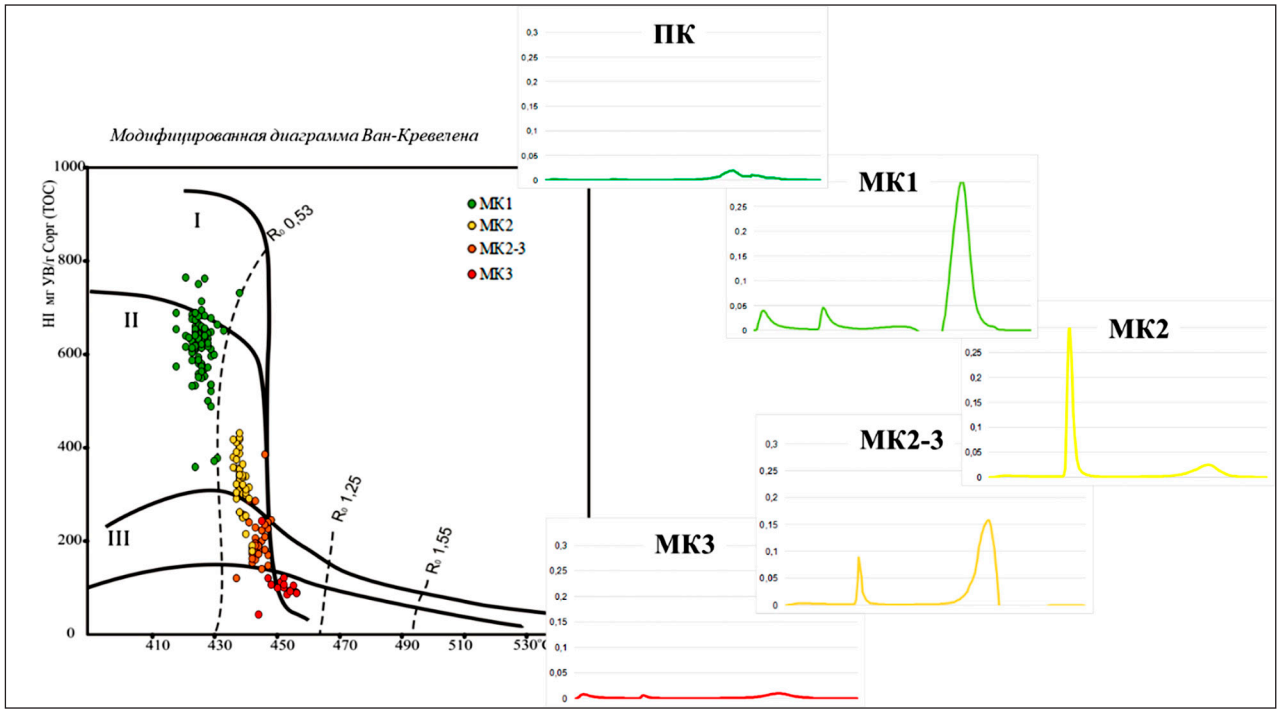



*Рис. 14. Характеристика баженовской свиты разных скважин из центральных частей Западно-Сибирского НГБ с разной степенью катагенетической преобразованности органического вещества пород*

При комплексном использовании пиролитических параметров и соотношения углеводородных групп продуктов пиролиза представляется возможным оценить степень катагенетической преобразованности ОВ баженовской свиты при условии применения методики сравнительного пиролиза Рок-Эвал (дублирование анализа до и после исчерпывающей экстракции органическими растворителями).

Степень катагенетической преобразованности органической части матрицы отложений баженовской свиты будет указывать:

– на начало генерации УВ;

– на количество новообразованных углеводородов, адсорбированных на нерастворимом ОВ (керогене);

– и, самое важное, – на присутствие в породе свободной нефти, достаточной для образования залежи.

Достоверные количественные и качественные характеристики ОВ баженовской свиты являются основой для локального и регионального прогноза нефтегазоносности и повышения эффективности геологоразведочных работ на территории Западно-Сибирского НГБ.

Особенностью целого ряда нефтематеринских объектов (баженовской свиты) является аномально высокое давление в пласте. В связи с этим эффективность разработки

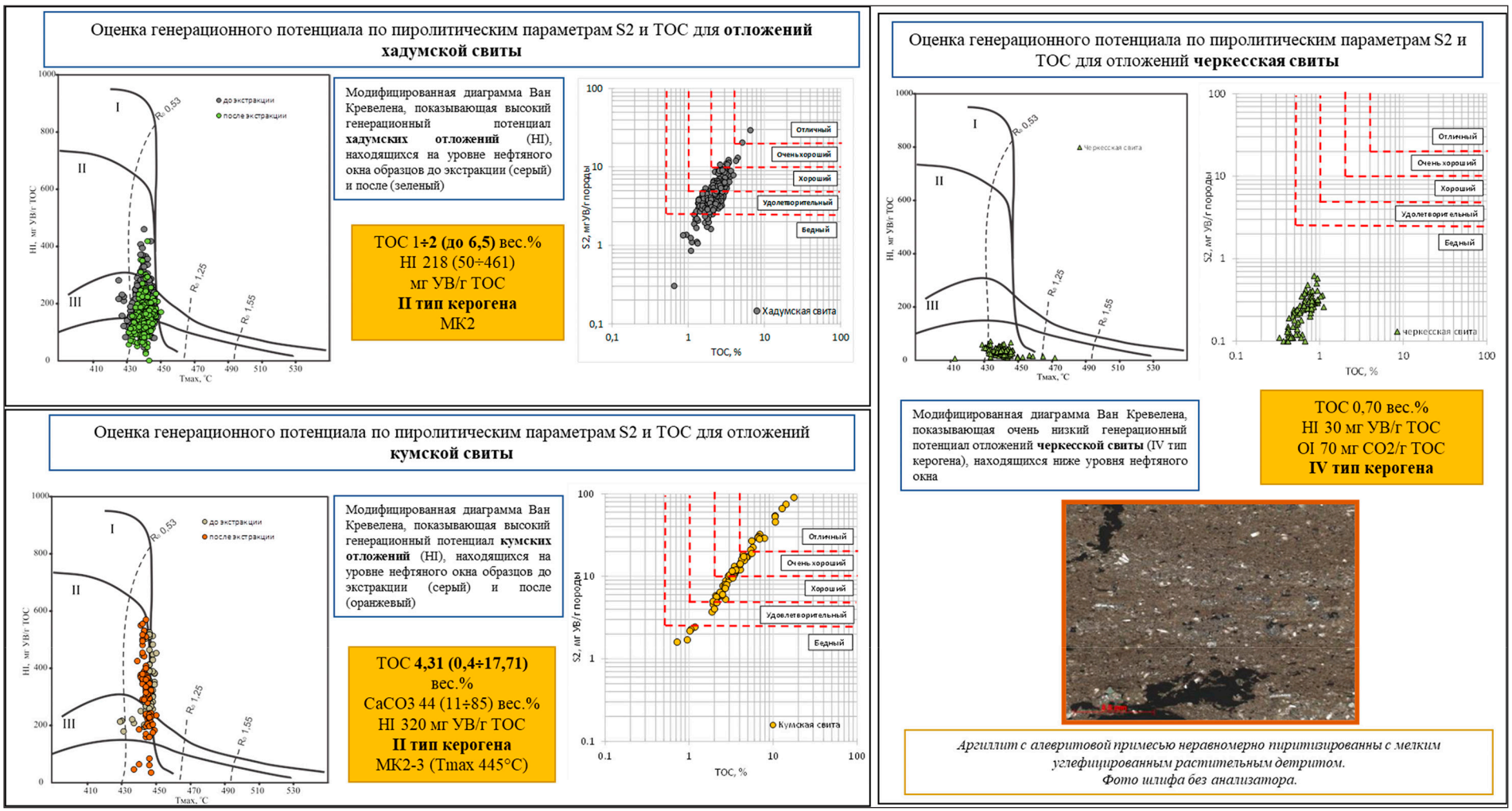
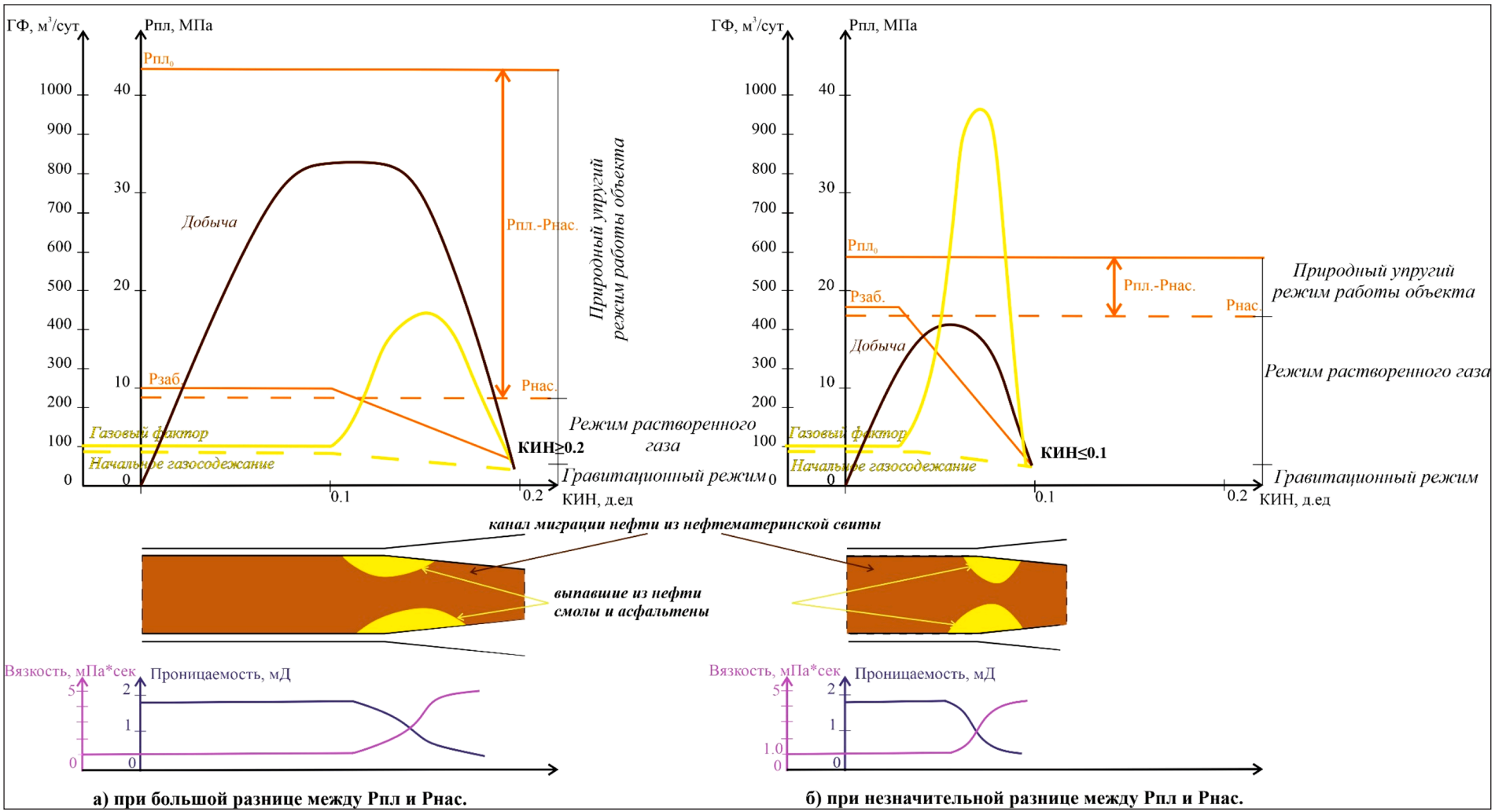



*Рис. 15. Характеристика различных свит Восточного Предкавказья в качестве сравнения с характеристиками баженовской нефтематеринской свиты Западно-Сибирской НГП*




**а) при большой разнице между Рпл и Рнас.**

**б) при незначительной разнице между Рпл и Рнас.**

*Рис. 16. Представления о показателях разработки нефтематеринского объекта в районе скважины в зависимости от разницы между начальным пластовым давлением и давлением насыщения*

без поддержания пластового давления из-за сложных геологических условий зависит от разницы между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, когда разработка при забойном давлении выше давления насыщения может осуществляться на упругом режиме. При небольшой разнице между начальным пластовым давлением и давлением насыщения время действия упругого режима сокращается, поскольку разработчики вынуждены снижать забойное давление ниже давления насыщения. В результате начинает выделяться растворенный газ, что ведет к росту газового фактора по сравнению с начальным газосодержанием. Выделение растворенного газа из нефти обусловливает повышение ее вязкости, а также выпадение из раствора смол и асфальтенов, которые, снижают проницаемость каналов миграции. Проницаемость коллекторов снижается в связи с расширением скелета породы за счет каналов фильтрации.

Таким образом, повышение вязкости нефти, снижение проницаемости каналов, а также стремление высвобождающегося растворенного газа попасть в скважину раньше нефти, приводит к проявлению менее эффективного режима растворенного газа. Когда практически весь газ из объекта исчезает, режим растворенного газа сменяется гравитационным.

Из сказанного следует, что при подсчете остаточных извлекаемых запасов нефти наиболее эффективным является почти забытый метод кривых падения добычи.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Алексеев, А. Д.** Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской НГО в связи с особенностями ее нефтеносности / А.Д. Алексеев, В.Д. Немова, В.Н. Колосков, С.С. Гаврилов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 27-33.

2. **Баталин, О. Ю.** Формы захвата свободных углеводородов керогеном / О.Ю. Баталин, Н.Г. Вафина. – Текст : непосредственный // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10. – С. 418-425.

3. **Васильев, А. Л.** Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты / А.Л. Васильев, М.Ю. Спасенных, Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина, Е.Б. Пичкур, М.Ю. Пресняков, А.А. Михуткин, Н.Н. Богданович. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 28-31.

4. **Васильев, А. Л.** Исследование микроструктуры нефтеносных пород баженовской свиты методами электронной и ионной микроскопии. 2015 / А.Л. Васильев, Н.С. Балушкина, Г.А. Калмыков, М.Ю. Спасённых, М.Ю. Пресняков, Е.Б. Пичкур, А.А. Михуткин, А.Г. Иванова, О.В. Уваров, Н.Н. Богданович, А.М. Плешаков. – Текст : электронный // Совместный EAGE/SPE научно-практический семинар «Проблемы освоения ресурсов и запасов сланцевой нефти». – URL: https://www.researchgate.net/publication/301366742_Issledovanie_mikrostruktury_neftenosnyh_porod_bazenovskoj_svity_metodami_elektronnoj_i_ionnoj_mikroskopii.

5. **Гутман, И. С.** Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов и геологическая интерпретация ее результатов / И.С. Гутман. – М.: ЕСОЭН, 2022. – 336 с. – Текст : непосредственный.

6. **Гришкевич, В. Ф.** Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение / В.Ф. Гришкевич, С.В. Лагутина, Е.В. Панина, С.С. Долматова, А.Г. Лаптей, Э.С. Торопов, В.С. Стариков, Н.Г. Хорошев, А.В. Блинкова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2017. – № 3. – С. 33.

7. **Нежданов, А. А.** Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения / А.А. Нежданов, С.Ф. Кулагина, В.А. Корнев, Ф.З. Хафизов. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 40.

8. **Нежданов, А. А.** Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири / А.А. Нежданов. – Текст : непосредственный // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1985. – Вып. 6. – С. 27-35.

9. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под редакцией профессора И.С. Гутмана. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – 112 с. – ISBN 978-5-8365-0399-4. – Текст : непосредственный.

10. **Немова, В. Д.** Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты / В.Д. Немова, Д.А. Асташкин, С.С. Гаврилов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2013. – № 2. – С. 38-46.

11. **Немова, В. Д.** Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины / В.Д. Немова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 2.

12. **Немова, В. Д.** Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты / В.Д. Немова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С.13-17.

13. **Панченко, И. В.** Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Ильин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С.22-34.

# ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

УДК 550.84(571.12)

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРР И РАЗРАБОТКИ С ПОМОЩЬЮ УЧЕТА МИКРОУРОВНЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**В.Д. Немова**

*ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг», г. Москва*

Разработана трехуровневая литотипизация для верхнеюрских отложений, которая позволяет постепенно перейти от микроуровня исследований к каротажным и промысловым данным. В работе приведен практический пример реализации трехуровневой литотипизации и выделены основные преимущества такого подхода. Определено, что данная типизация позволяет сохранить результаты детальных исследований пород в шлифах, отражающих их генезис, условия накопления и процессы постседиментационных преобразований, не только меняющих их минеральный состав, но и фильтрационно-емкостные свойства. При этом, появляется возможность увязать между собой прямые методы исследований и дистанционные.

*Геологоразведка, разработка, верхнеюрские отложения, трехуровневая литотипизация, Западная Сибирь*

# EFFICIENCY OF EXPLORATION AND DEVELOPMENT BY TAKING INTO ACCOUNT THE MICRO-LEVEL OF RESEARCH ON THE EXAMPLE OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

**V.D. Nemova**

*LLC «LUKOIL – Engineering», Moscow*

A three-level lithotyping for Upper Jurassic sediments has been developed, which makes it possible to gradually move from the micro-level of research to logging and field data. The paper provides a practical example of the implementation of three-level lithotyping and highlights the main advantages of this approach. It is determined that this typification allows us to preserve the results of detailed researches of rocks in sections reflecting their genesis, accumulation conditions and processes of post-sedimentation transformations, not only changing their mineral composition, but also filtration and capacitance properties. At the same time, it becomes possible to link direct research methods and remote ones.

*Exploration, development, Upper Jurassic deposits, three-level tighityping, Western Siberia*

В настоящее время много внимания уделяется цифровизации, автоматизации процессов исследований, основной объем новой информации о геологических объектах исследований получают с помощью дистанционных методов, что существенно удешевляет и ускоряет процессы построения необходимых цифровых моделей для планирования ГРР и разработки объектов с известными свойствами, содержащими в себе так называемые традиционные запасы нефти. Очевидно, что для проведения подобных работ на новых, сложнопостроенных, малоизученных объектах необходимо более пристальное внимание уделять прямым методам исследований, таким как анализ керна.

Одним из таких объектов являются верхнеюрские отложения Западной Сибири, для которых изучение керна комплексом лабораторных методов позволило обосновать

новую концепцию их геологического строения, позволившую организовать их эффективную геологоразведку и рентабельную разработку на нескольких месторождениях Фроловской мегавпадины Западной Сибири.

Несколько десятилетий вопрос генезиса коллекторов верхнеюрских отложений являлся спорным. Появление изолирующих керноотборных снарядов и их использование в 2000-х годах позволило изучить кондиционный керн. Определение фильтрационно-емкостных свойств и пиролитические исследования, позволяющие устанавливать интервалы разреза с наличием коллекторских свойств и миграционно-способных углеводородов, вкупе с данными промыслово-геофизических исследований, позволило локализовать в разрезе интервалы коллекторов. Литологические исследования отложений, включающие в себя литотипизацию, стадиальный и литогенетический анализы, позволили обосновать генезис и предполагаемую морфологию тел коллекторов – наиболее важную информацию для моделирования, планирования разведки и разработки.

Важно отметить, что нефтематеринские верхнеюрские отложения сложены алевритово-пелитовым материалом и обильно насыщены органическим веществом, из-за чего макроописание керна затруднительно, толща выглядит довольно монотонной. Однако, в составе пород присутствует довольно большое разнообразие минералов (группа кремнезема, глин, карбонатов, пирита и др.), сочетание которых даёт большое разнообразие литотипов пород. Для эффективного процесса исследований важно выделять адекватное количество литотипов, чтобы, с одной стороны, отразить имеющееся их разнообразие, а с другой, выделенное количество литотипов не должно быть избыточным.

Для верхнеюрских отложений была разработана трехуровневая литотипизация [1], позволяющая постепенно перейти от микроуровня исследований (выделение литотипов в шлифах) к каротажным кривым (группы литотипов выделяются по керну и ГИС) и промысловым данным (классы пород (коллектор – неколлектор) выделяются по совокупности всех данных, включая промысловые испытания). Такая типизация позволяет сохранить результаты детальных исследований пород в шлифах, обосновывающих генезис, условия накопления и процессы постседиментационных преобразований пород. Последние не только изменяют исходный минеральный состав осадка, но и могут существенно влиять на фильтрационно-емкостные свойства. При этом появляется возможность увязать между собой прямые методы исследований (керн) и дистанционные (ГИС, данные сейсморазведки).

В верхнеюрских отложениях на основании изучения большого объема шлифов с учетом данных рентгенофазового, рентгено-флуоресцентного анализов, а также пиролиза выделено 14 литотипов пород. Данные литотипы не различимы на каротажных кривых, ввиду их малого масштаба. Литотипы различаются между собой минеральным составом (содержанием минералов группы кремнезёма, глин, карбонатов, фосфоритов), содержанием ОВ, структурно-текстурными особенностями пород, а также генезисом. Индивидуальный анализ литотипов позволяет восстанавливать условия осадконакопления пород, проводить литогенетический и стадиальный анализы. Для верхнеюрских отложений выделены три ключевые группы исходных осадков: аллотигенно-радиоляриевые илы, кокколитофоридовые илы, радиоляриевые илы. Важно отметить, что практически во всех породах верхнеюрского разреза радиолярии являются основными породообразующими компонентами. Породы, в которых содержание радиоляриевых скелетов превышало 90-95 %, сформировали литотипы вторично преобразованных радиоляритов (силициты, радиоляриты, вторичные доломиты, вторичные известняки и переходные между ними разности). Разбавление радиолярий терригенной примесью в период накопления исследуемых отложений привело к формированию литотипов тонкослоистых и тонколинзовидно-слоистых пород, в составе которых меняется

содержание ОВ, минералов группы кремнезема, глин и реже – карбонатного фитопланктона (кокколит). Исходя из расположения литотипов в разрезе можно утверждать, что накопление верхнеюрских отложений имело цикличный характер, обусловленный увеличением и уменьшением поступления в осадок терригенных компонентов и зоопланктона (радиолярий во время вспышек биопродуктивности), накапливавшихся в противофазе. В периоды минимального накопления терригенных компонентов в осадке формировались протяженные пласты радиоляриевого генезиса. В завершении этапа накопления верхнеюрских отложений в разрезе часто появляются кокколитофориды, имеющие четкую стратиграфическую привязку.

Различия условий осадконакопления пород позволили объединить литотипы в группы. Группы литотипов выделяются на основании изучения шлифов и могут быть различимы на каротажных кривых. Они различаются генетическими признаками, составом и содержанием ОВ.

Такие литотипы, как вторичные доломиты, часть вторичных известняков, радиоляриты и силициты объединились в группу вторично преобразованных радиоляритов (генотип биогенных (радиоляриевых) отложений), которая формирует маломощные протяженные уплотненные прослои в верхнеюрских отложениях. Эти прослои можно обоснованно коррелировать по данным каротажа. При их корреляции не стоит обращать внимание на их минеральный состав, определенный по керну, который может быть изменен в ходе постседиментационных процессов, гораздо важнее единый генезис пород – радиоляриевые илы.

Вмещающие данные прослои породы делятся на три ключевых группы литотипов, каждая из которых имеет свое место в разрезе верхнеюрских отложений: группа углеродисто-глинисто-кремнистых пород тяготеет к нижней части разреза и самой верхней его пачке, группа высокоуглеродистых глинисто-кремнистых пород – к верхней высокорадиоактивной толще, либо ее нижней части, группа высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых пород – к верхней части верхней толщи. Таким образом, группы литотипов являются основой межскважинных корреляций.

Третий уровень литологической типизации – еще более укрупненный – классы пород, которые уже можно не только уверенно различать на каротажных кривых, но и моделировать их развитие в трехмерных моделях. Классы пород выделяются любыми методами от шлифов до каротажа; различаются они по способности отдавать нефть в скважину (коллектор – неколлектор), по содержанию ОВ и минеральному составу. Классы пород также отражают цикличность строения разреза. Коллекторские свойства определяются как в шлифах, так и по данным изучения фильтрационно-емкостных свойств, а подтвердить наличие в породе миграционно-способных УВ можно при анализе результатов пиролитических исследований. В скважине промыслово-геофизические исследования по определению интервала притока до ГРП позволяют подтвердить коллекторский интервал в разрезе.

В разрезе верхнеюрских отложений класс кремнисто-карбонатных пород относится к потенциальным коллекторам, обладающим высоко изменчивыми свойствами. По большей части к этому классу пород относятся вторично преобразованные радиоляриты, подчиненное значение имеют другие карбонатные породы и фосфориты. Остальные группы литотипов объединены в класс карбонатно-глинисто-кремнистых низкопроницаемых пород-неколлекторов. Такие укрупненные подразделения литотипизации удобно использовать при интерпретации каротажа с целью выделения эффективных толщин, а также при построении трехмерных геологических моделей, а точнее куба литологии или куба коллектора. В частности, при трехмерном моделировании использование данного уровня литотипизации позволяет эффективно отразить высокую прослеживаемость

| Доминирующий состав | Глинистый более 50 % глинистых минералов) | | Кремнистый (около и более 50 % кремнезема) | | | | Карбонатный (более 50 % карбонатного вещества) | | | | Фосфатный |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Генотип | Эксплозивно-осадочные (туфовые) | Механогенные (терригенные) | Механогенно (терригенно)-биогенные | | | | Биогенные | | | | |
| Классы пород | "Безуглеродные" породы (субдоманикоиды и породы со сверхрассеянной формой ОВ) | | Нефтематеринские карбонатно-глинисто-кремнистые низкопроницаемые породы (доманикиты - неколлекторы) | | | | Нефтематеринские кремнисто-карбонатные породы - потенциальные коллекторы (доманикоиды) | | | | |
| Группы литотипов | Глинистые породы с вулкано-кластами | Глинистые породы без вулкано-кластов | Углеродистые глинисто-кремнистые породы Сорг 5-10 %) | | Высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы (Сорг более 10 %) | | Высокоуглеродистые глинисто-карбонатно кремнистые породы (Сорг более 10 %) | | Вторично преобразованные радиоляриты низкоуглеродистые (Сорг менее 5 %) | | Карбонатные низкоуглеродистые породы (Сорг менее 5 %) | Фосфатные низкоуглеро-дистые породы (Сорг менее 5 %) |
| Литотипы | Апотуфы апотуффиты | Полимиктовые глины | Углеродисто-кремнисто-глинистые породы | Углеродисто-глинисто-кремнистые породы | Высокоуглеродисто-кремнисто-глинистые породы | Высокоуглеродисто-глинисто-кремнистые породы | Высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистые породы | Высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистые породы | Силициты (до 50 % скелетов в породе) | Радиоляриты (более 50 % скелетов в породе) | Доломиты по радио-ляритам | Известняки по радио-ляритам | Известняки (пелоидные, биокластовые, нитрокластовые, кокколитовые, спикулитовые) | Фосфориты Карбонатизик-рованный (пелоидные био-кластовые и др.) |

*Рис. 1. Литогенетическая классификация верхнеюрских отложений [1]*

коллекторов, выделенных в скважинах, что подтверждается бурением нескольких десятков скважин с протяженным горизонтальным окончанием (1000-1500 м).

Если рассмотреть изменчивость емкостных свойств разных классов верхнеюрских отложений, то класс пород-неколлекторов будет иметь повсеместно низкую пористость и проницаемость. А изменчивость ФЕС разреза будет определяться именно изменчивостью емкостного пространства пород-коллекторов.

На изучаемом месторождении анализ развития коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами показал, что в целом можно выделить общий тренд снижения мощности коллекторов с хорошими ФЕС по направлению от палеоподнятий к палеовпадинам. Этот тренд можно использовать и в моделировании для контроля распространения эффективных толщин верхнеюрских отложений. Однако в реальности данный тренд осложняется зонами трещиноватости, часть из которых улучшают свойства коллекторов, а часть – снижают за счет запечатывания трещин, например, кальцитом. Присутствуют и локальные размывы отложений, например, в районе наиболее приподнятых частей палеоподнятий. В силу малой мощности верхнеюрских отложений в целом и их коллекторов в частности, подобную локальную изменчивость предвидеть крайне сложно: толщины коллекторов в первые метры, разбросанные по разрезу, находятся вне масштаба разрешающей способности сейсморазведки внутри наиболее контрастного отражающего горизонта Б разреза осадочного чехла Западной Сибири. Другими словами, сегодня у геологов нет инструмента прогноза локальной изменчивости коллекторов верхнеюрских отложений, который бы позволил надежно располагать субвертикальные скважины в расчете на получение притока нефти. При

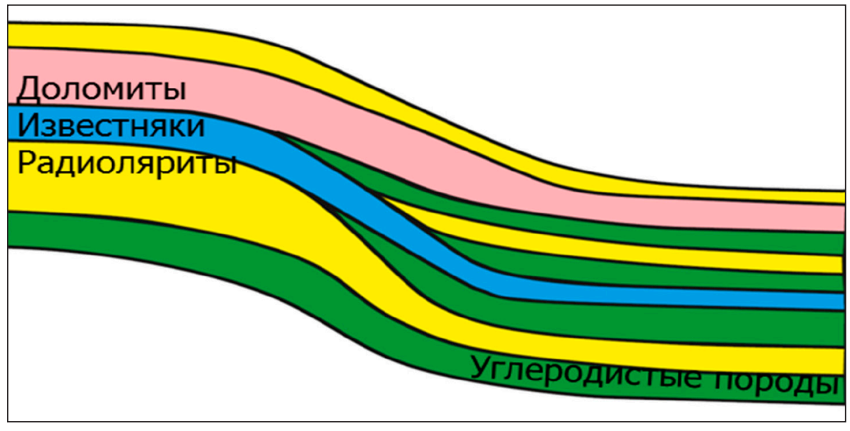



*Рис. 2. Схема изменчивости разреза верхнеюрских отложений от палеоподнятия к палеовпадине*

этом стоит отметить, что добыча верхнеюрской нефти успешно ведется рядом недропользователей из наклонно-направленных скважин, истощивших свои запасы в других продуктивных пластах. Как возвратный объект верхнеюрские отложения являются весьма перспективными на многих площадях Западной Сибири.

Однако в настоящее время существует и другая технология разработки верхнеюрских отложений – это бурение горизонтальных скважин с многозонным ГРП, позволяющим создать обширную зону дренирования, нивелируя локальную изменчивость коллекторов и существенно повышающую вероятность вскрытия продуктивного разреза за счет формирования широкой зоны техногенной трещиноватости (первые сотни метров). Данный подход опробован на нескольких месторождениях в интервале верхнеюрских отложений. Для этого по данным исследований керна, ГИС и ПГИ разведочных скважин были оконтурены области потенциально успешного бурения, соответствующие локальным палеоподнятиям верхнеюрского времени. Внутри данных областей располагались скважины с протяженным горизонтальным окончанием и портами ГРП через каждые 100 м. История разработки верхнеюрских отложений с помощью нескольких десятков подобных скважин в целом подтверждает тренд максимальной продуктивности отложений в районе палеоподнятий и снижение ее в направлении палеовпадин. Важно отметить, что в наиболее погруженных зонах также были пробурены горизонтальные скважины с целью обоснования зоны потенциально рентабельного бурения, доказавшие, что в текущее время данное бурение экономически не целесообразно.

Все описанные выше данные были заложены в трехмерную геологическую модель, отражающую цикличность строения верхнеюрских отложений, широкое площадное распространение маломощных пропластков коллекторов, толщина которых снижается по направлению от поднятий ко впадинам (рельеф унаследованный), согласно обоснованному тренду по данным опорных скважин с керном. В модели по абсолютной отметке подошвы нижнего коллектора продуктивной скважины оконтурена зона успешного бурения, которая является и площадью подсчета запасов нефти. Это позволило подсчитать запасы нефти верхнеюрских отложений. Геологическая модель была ремасштабирована в гидродинамическую и дополнена соответствующими свойствами, что позволило вести расчеты прогнозной добычи нефти планируемых к бурению горизонтальных скважин.

Можно сделать вывод, что в настоящий момент времени трехмерная геологическая модель может выступать инструментом прогноза свойств верхнеюрских отложений [2], но для качественного ее построения крайне важно исследовать керн и выявлять уникальные особенности сложнопостроенных верхнеюрских отложений на каждом месторождении.

Представленный выше подход имеет свои допущения, ограничения и условности, однако позволяет решать сложные задачи планирования геологоразведки и разработки верхнеюрских отложений, что подтверждается результатами опытно-промышленной разработки данного объекта, которая велась с 2018 года.

Таким образом, литологические исследования сложнопостроенных малоизученных отложений позволяют:

– создавать обоснованную геологическую модель строения и свойств отложений;

– выделять интервалы потенциальных коллекторов;

– устанавливать морфологию геологических тел;

– способствуют определению поисковых признаков залежей нефти, что является ценной информацией для планирования геологоразведочных работ и разработки малоизученных объектов, содержащих запасы УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Немова, В. Д.** Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции : специальность 25.00.06 «Литология» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Немова Варвара Дмитриевна ; ФГБОУ ВО Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова. – Москва, 2021. – 340 с. – Текст : непосредственный.

2. **Ким, О. О.** Методика трехмерного геологического моделирования сложно построенных верхнеюрских отложений на примере Средне-Назымского месторождения нефти / О.О. Ким, В.Д. Немова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 12(360). – С.54-58.

# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

УДК 550.8.05:553.983

# ПРИМЕНЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-КОМПОНЕНТНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ НА ОСНОВЕ РАСЧЛЕНЕНИЯ РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

**Е.С. Перечнева, Р.В. Перечнев, Э.А. Вторушина, М.Н. Вторушин**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры*
*«Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Ханты-Мансийск*

В статье приведено применение разработанной авторами минерально-компонентной классификации. Основой для применения классификации послужило расчленение разреза баженовского горизонта на 6 пачек, включающих верхнюю и нижнюю часть. Проанализировано 392 образца керна из 12 скважин, приуроченных к зоне сочленения Фроловской мегавпадины и Красноленинского свода. Приведена встречаемость выделенных классов и подклассов в проанализированной выборке. Построены трехкомпонентные диаграммы с учётом приуроченности пород к определенным пачкам.

*Классификация пород, трёхкомпонентная диаграмма, вещественный состав, баженовская свита*

# THE USE OF THE MINERAL-COMPONENT CLASSIFICATION ON THE BASIS OF THE DISMEMBERMENT OF THE SECTION OF THE BAZHENOV FORMATION

**E.S. Perechneva, R.V. Perechnev, E.A. Vtorushina, M.N. Vtorushin**

*Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra*
*«V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil», Khanty-Mansiysk*

The article presents the use of the mineral-component classification developed by the authors. The classification was based on the dismemberment of the section of the Bazhenov formation into 6 units, including the upper and lower parts. 392 core samples were analyzed from 12 wells confined to the zone of the Frolovskaya megadepression and the Krasnoleninsky arch. The occurrence of selected classes and subclasses of the analyzed sample is given. Three-component diagrams were constructed taking into account the confinement of rocks to certain packs.

*Mineral-component classification, three-component diagram, Bazhenov formation*

Баженовская свита является основной нефтематеринской формацией Западной Сибири, добыча нефти из которой возможна при использовании современных технологий разработки [1]. В настоящее время накоплен огромный объем фактических данных, включая лабораторные исследования керна, которые требуют систематизации знаний об объекте.

В основе исследования использована разработанная авторами минерально-компонентная классификация [3]. Главными породообразующими минералами в классификации являются три основных компонента: кремнистое, глинистое и карбонатное вещество. Деление пород на классы и подклассы после нормировки содержания основных компонентов на 100 % выполнено по следующим граничным значениям концентраций: 5, 10, 25 и 50 % для каждого компонента.

Следующим этапом после разработки минерально-компонентной классификации является ее фактическое применение для реальных данных. Объектом исследования

выбран керн из 12 разрезов баженовских отложений на территории Западной Сибири, приуроченной к зоне Фроловской мегавпадины и Красноленинского свода.

Цель данной работы – применение минерально-компонентной классификации на основе расчленения разреза баженовского горизонта. В связи с этим стоят следующие задачи:

1. Определение минерально-компонентного состава пород и анализ данной выборки (нормирование на 100 % кремнистого, глинистого и карбонатного вещества).

2. Построение литолого-геофизических планшетов скважин с увязкой по ГИС; расчленение на пачки выбранных разрезов скважин баженовского горизонта.

3. Объединение данных: построение точечной трехкомпонентной диаграммы с учетом приуроченности образцов к пачкам баженовского горизонта.

Определение минерально-компонентного состава выполнено с помощью рентгенофазового (XRD) и пиролитического анализов. Рентгенофазовый анализ проведен с помощью рентгеновского дифрактометра ARL X'TRA с применением программного комплекса Siroquant version 3 по методу Ритвельда путем моделирования теоретической дифрактограммы с наилучшим приближением «теория-эксперимент». Для идентификации глинистых минералов выполнен сравнительный анализ ориентированных образцов: воздушно-сухих, насыщенных глицерином и термически обработанных. Определение содержания общего органического углерода выполнено на пиролизаторе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies). Вещественное текстурно-структурное название пород определено с помощью поляризационного микроскопа Olympus BX53 и совместной интерпретацией рентгенофазового и пиролитического анализов.

Анализ образцов проводился по выборке, состоящей из 392 образцов. Выполнено нормирование на 100 % кремнистого, глинистого и карбонатного вещества. В соответствии с минерально-компонентной классификацией определено вещественное название пород и приуроченность пород к классам и подклассам. Встречаемость выделенных классов и подклассов приведена в таблице 1. Наиболее распространенными являются двухкомпонентные (глинисто-кремнистые – 40,1 % и кремнисто-глинистые – 21,4 %) и однокомпонентные (кремниевые породы – 19,4 %). Класс однокомпонентных глинистых пород в исследуемых разрезах скважин отсутствует.

*Таблица 1*

**Минерально-компонентная классификация пород баженовской высокоуглеродистой формации**

| № | Название породы | Содержание, %* | | | Встречаемость, % | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Кремнистое вещество | Глинистое вещество | Карбонатное вещество | | |
| 1 | Кремневая порода | >90 | <5 | <5 | 0,0 | 19,4 |
| 2 | Слабоглинистая кремневая порода | >85 | 5-10 | <5 | 0,0 | |
| 3 | Глинистая кремневая порода | >70 | 10-25 | <5 | 13,0 | |
| 4 | Слабокарбонатно-слабоглинистая кремневая порода | >80 | 5-10 | 5-10 | 0,0 | |
| 5 | Слабокарбонатно-глинистая кремневая порода | >65 | 10-25 | 5-10 | 1,5 | |
| 6 | Карбонатно-глинистая кремневая порода | >50 | 10-25 | 10-25 | 2,0 | |
| 7 | Слабокарбонатная кремневая порода | >85 | <5 | 5-10 | 0,3 | |
| 8 | Карбонатная кремневая порода | >70 | <5 | 10-25 | 0,3 | |
| 9 | Слабоглинисто-слабокарбонатная кремневая порода | >80 | 5-10 | 5-10 | 0,0 | |
| 10 | Слабоглинисто-карбонатная кремневая порода | >65 | 5-10 | 10-25 | 0,5 | |
| 11 | Глинисто-карбонатная кремневая порода | >50 | 10-25 | 10-25 | 1,8 | |

*Продолжение таблицы 1*

| № | Название породы | Содержание, %* | | | Встречаемость, % | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Кремнистое вещество | Глинистое вещество | Карбонатное вещество | | |
| 12 | Глинистая порода | <5 | >90 | <5 | 0,0 | 0,0 |
| 13 | Слабокремнистая глинистая порода | 5-10 | >85 | <5 | 0,0 | |
| 14 | Кремнистая глинистая порода | 10-25 | >70 | <5 | 0,0 | |
| 15 | Слабокарбонатно-слабокремнистая глинистая порода | 5-10 | >80 | 5-10 | 0,0 | |
| 16 | Слабокарбонатно-кремнистая глинистая порода | 10-25 | >65 | 5-10 | 0,0 | |
| 17 | Карбонатно-кремнистая глинистая порода | 10-25 | >50 | 10-25 | 0,0 | |
| 18 | Слабокарбонатная глинистая порода | <5 | >85 | 5-10 | 0,0 | |
| 19 | Карбонатная глинистая порода | <5 | >70 | 10-25 | 0,0 | |
| 20 | Слабокремнисто-слабокарбонатная глинистая порода | 5-10 | >80 | 5-10 | 0,0 | |
| 21 | Слабокремнисто-карбонатная глинистая порода | 5-10 | >65 | 10-25 | 0,0 | |
| 22 | Кремнисто-карбонатная глинистая порода | 10-25 | >50 | 10-25 | 0,0 | |
| 23 | Карбонатная порода | <5 | <5 | >90 | 0,5 | 6,9 |
| 24 | Слабоглинистая карбонатная порода | <5 | 5-10 | >85 | 0,3 | |
| 25 | Глинистая карбонатная порода | <5 | 10-25 | >70 | 0,0 | |
| 26 | Слабокремнисто-слабоглинистая карбонатная порода | 5-10 | 5-10 | >80 | 0,0 | |
| 27 | Слабокремнисто-глинистая карбонатная порода | 5-10 | 10-25 | >65 | 0,3 | |
| 28 | Кремнисто-глинистая карбонатная порода | 10-25 | 10-25 | >50 | 1,5 | |
| 29 | Слабокремнистая карбонатная порода | 5-10 | <5 | >85 | 0,8 | |
| 30 | Кремнистая карбонатная порода | 10-25 | <5 | >70 | 1,3 | |
| 31 | Слабоглинисто-слабокремнистая карбонатная порода | 5-10 | 5-10 | >80 | 0,0 | |
| 32 | Слабоглинисто-кремнистая карбонатная порода | 10-25 | 5-10 | >65 | 0,5 | |
| 33 | Глинисто-кремнистая карбонатная порода | 10-25 | 10-25 | >50 | 1,8 | |
| | **Двухкомпонентная порода** | | | | | |
| 34 | Глинисто-кремнистая порода | >25 | >25 | <5 | 31,9 | 40,1 |
| 35 | Слабокарбонатная глинисто-кремнистая порода | >25 | >25 | 5-10 | 4,6 | |
| 36 | Карбонатная глинисто-кремнистая порода | >25 | >25 | 10-25 | 3,6 | |
| 37 | Карбонатно-кремнистая порода | >25 | <5 | >25 | 0,3 | 2,0 |
| 38 | Слабоглинистая карбонатно-кремнистая порода | >25 | 5-10 | >25 | 0,0 | |
| 39 | Глинистая карбонатно-кремнистая порода | >25 | 10-25 | >25 | 1,8 | |
| 40 | Кремнисто-глинистая порода | >25 | >25 | <5 | 12,2 | 21,4 |
| 41 | Слабокарбонатная кремнисто-глинистая порода | >25 | >25 | 5-10 | 4,1 | |
| 42 | Карбонатная кремнисто-глинистая порода | >25 | >25 | 10-25 | 5,1 | |
| 43 | Карбонатно-глинистая порода | <5 | >25 | >25 | 0,0 | 0,5 |
| 44 | Слабокремнистая карбонатно-глинистая порода | 5-10 | >25 | >25 | 0,0 | |
| 45 | Кремнистая карбонатно-глинистая порода | 10-25 | >25 | >25 | 0,5 | |
| 46 | Глинисто-карбонатная порода | <5 | >25 | >25 | 0,0 | 2,0 |
| 47 | Слабокремнистая глинисто-карбонатная порода | 5-10 | >25 | >25 | 0,0 | |
| 48 | Кремнистая глинисто-карбонатная порода | 10-25 | >25 | >25 | 2,0 | |
| 49 | Кремнисто-карбонатная порода | >25 | <5 | >25 | 0,3 | 3,3 |
| 50 | Слабоглинистая кремнисто-карбонатная порода | >25 | 5-10 | >25 | 1,3 | |
| 51 | Глинистая кремнисто-карбонатная порода | >25 | 10-25 | >25 | 1,8 | |
| | **Смешанная порода (трехкомпонентная)** | | | | | |
| 52 | Карбонатно-кремнисто-глинистая порода | 25-50 | 25-50 | 25-50 | 1,0 | 4,3 |
| 53 | Карбонатно-глинисто-кремнистая порода | 25-50 | 25-50 | 25-50 | 1,0 | |
| 54 | Кремнисто-карбонатно-глинистая порода | 25-50 | 25-50 | 25-50 | 1,3 | |
| 55 | Кремнисто-глинисто-карбонатная порода | 25-50 | 25-50 | 25-50 | 0,5 | |
| 56 | Глинисто-кремнисто-карбонатная порода | 25-50 | 25-50 | 25-50 | 0,0 | |
| 57 | Глинисто-карбонатно-кремнистая порода | 25-50 | 25-50 | 25-50 | 0,5 | |

** – содержание кремнистого, глинистого и карбонатного вещества нормировано на 100 %.*

Для расчленения разреза баженовских отложений помимо вышеперечисленных литолого-минералогических и геохимических исследований необходимо выполнить макролитологическое изучение керна и построение литолого-геофизического планшета с привязкой по ГИС.

Обобщенный разрез баженовского горизонта состоит из двух частей, отличающихся друг от друга содержанием органического вещества, видовым составом радиолярий, морфологическими и генетическими типами карбонатов и различным отражением на кривых ГИС. В нижнем и верхнем разделах выделено 6 пачек, согласно схеме расчленения баженовской и тутлеймской свит по комплексу литологии, минералогии и палеонтологии [2]. Наиболее представительные разрезы скважин и их корреляция представлены на рисунке 1.

Следующим этапом работы является построение трехкомпонентных диаграмм с учётом приуроченности образцов к пачкам баженовского горизонта. Точечные трехкомпонентные диаграммы приведены на рисунке 2. Характеристика пачек приведена ниже.

**Пачка 1** представлена темно-серыми углеродистыми ($C_{орг}$ – 7,3 %) глинисто-кремнистыми породами и глинистыми кремневыми породами (глинистого материала – 27,4 %, кремнезёма – 68,9 %). Присутствуют единичные крупные остатки (3 см) и скопления мелких Onychites (до 1 см), Lingularia, ростры белемнитов (в сечении до 1 см). В подошве пачки, на контакте с абалакской свитой появляются пиритовые стяжения. По оптико-микроскопическим исследованиям породы сложены скрыто- и микрокристаллическим кремнезёмом с примесью микрочешуйчатых глинистых минералов, в меньшем количестве присутствуют тонкодисперсный микроглобулярный пирит и микрокристаллические кальцит, доломит и глауконит.

**Пачка 2** сходна по минеральному составу с предыдущей пачкой, характеризуется наличием редких карбонатных прослоев с тонкорассеянным пиритом (до 5 см), наличием карбонатных слойков двустворок (до 1 мм), скопления мелких Onychites (до 1 см) (карбонаты – 10,3 %, кремнезём – 62,6 %, глинистые минералы – 27,1 %). Представлена темно-серыми слабоуглеродистыми ($C_{орг}$ – 4,6 %) тонкослоистыми и глинистыми кремниевыми породами. Из аутигенных минералов фиксируется пирит, рассеянная вкрапленность зерен карбонатов и глауконита.

**Пачка 3** сложена темно-серыми углеродистыми ($C_{орг}$ – 6,9 %) тонкослоистыми глинистыми кремниевыми и глинисто-кремнистыми породами (глинистые минералы – 20,1 %, кремнезём – 69,3 %). Слабо различимы серые радиоляритовые прослои. Присутствуют единичные остатки мелких Onychites (до 1 см). Остатки макрофауны редки и не характерны для отложений пачки 3. По оптико-микроскопическим исследованиям встречаются прослои карбонатно-кремнистых радиоляритов с кавернозными трещинами, выполненными кальцитом (карбонат – 10,6 %), глинисто-кремнистым веществом и халцедоном. В составе пород преобладает микро- и скрытокристаллическая кремнистая составляющая, нередки находки реликтов радиолярий с опаловым, пиритизированным и карбонатизированным скелетом.

**Пачка 4** сложена тёмно-серыми с коричневатым оттенком сильноуглеродистыми ($C_{орг}$ – 11 %), карбонатными (карбонаты – 10,5 %) пиритизированными (пирит – 7,5 %) тонкослоистыми глинисто-кремнистыми породами (глинистые минералы – 33,2 %, кремнезём – 56,3 %). Характеризуется наличием единичных крупных остатков (3 см) и скоплений мелких Onychites (до 1 см), единичные ростры белемнитов (в сечении до 1 см). Тонкие слойки битума (до 1 мм). Также наблюдаются белые карбонатные слойки биокластов двустворок родов Buchia и Inoceramus (2-3 мм), редкие карбонатные прослои и линзы. Присутствуют тонкие слойки (до 1 мм) и рассеянные кубические кристаллы пирита. В подошве пачки – слабо различимые ихнофоссилии аммонитов.

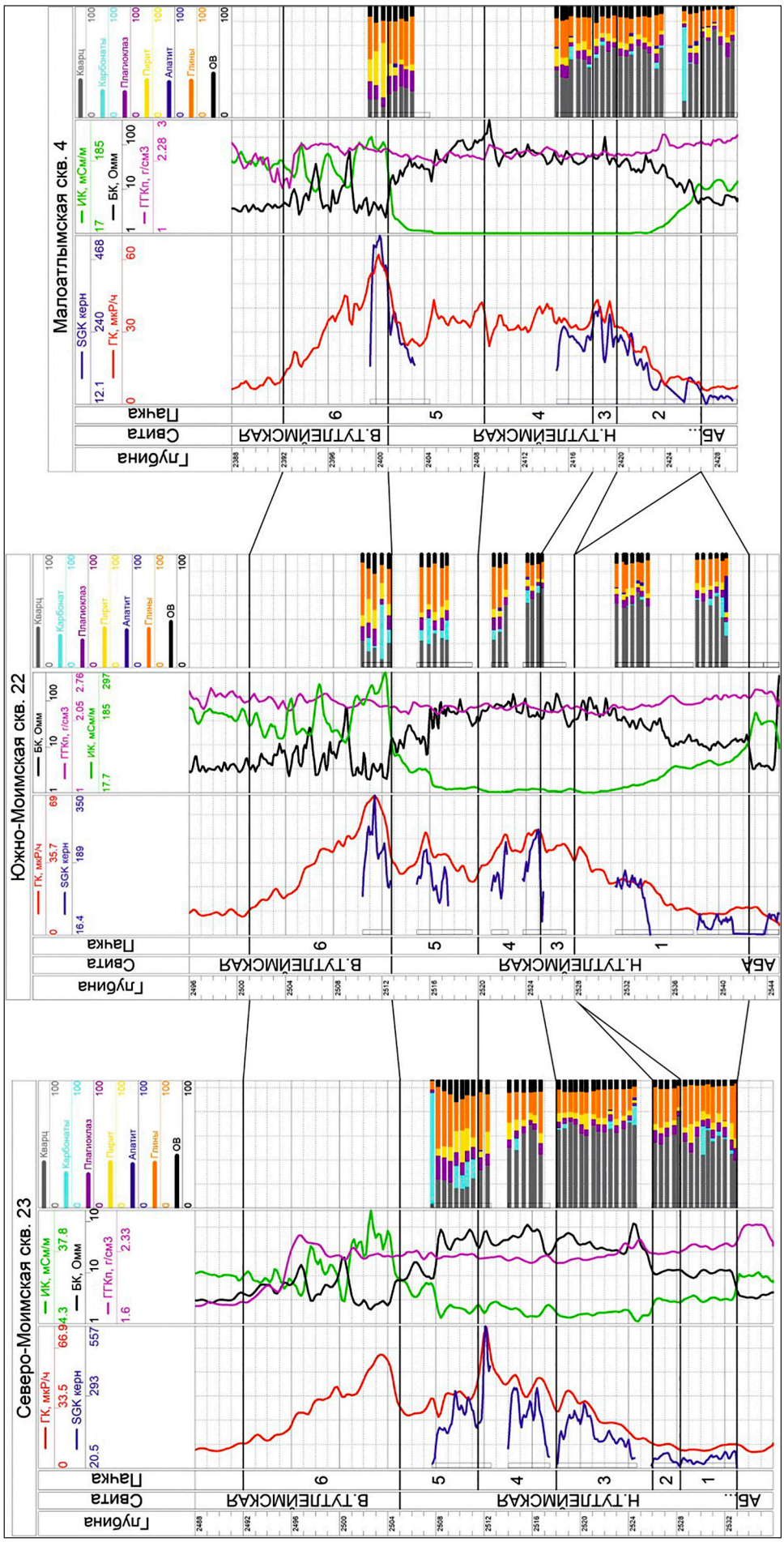



*Рис. 1. Литолого-геофизические разрезы скважин и их корреляция*

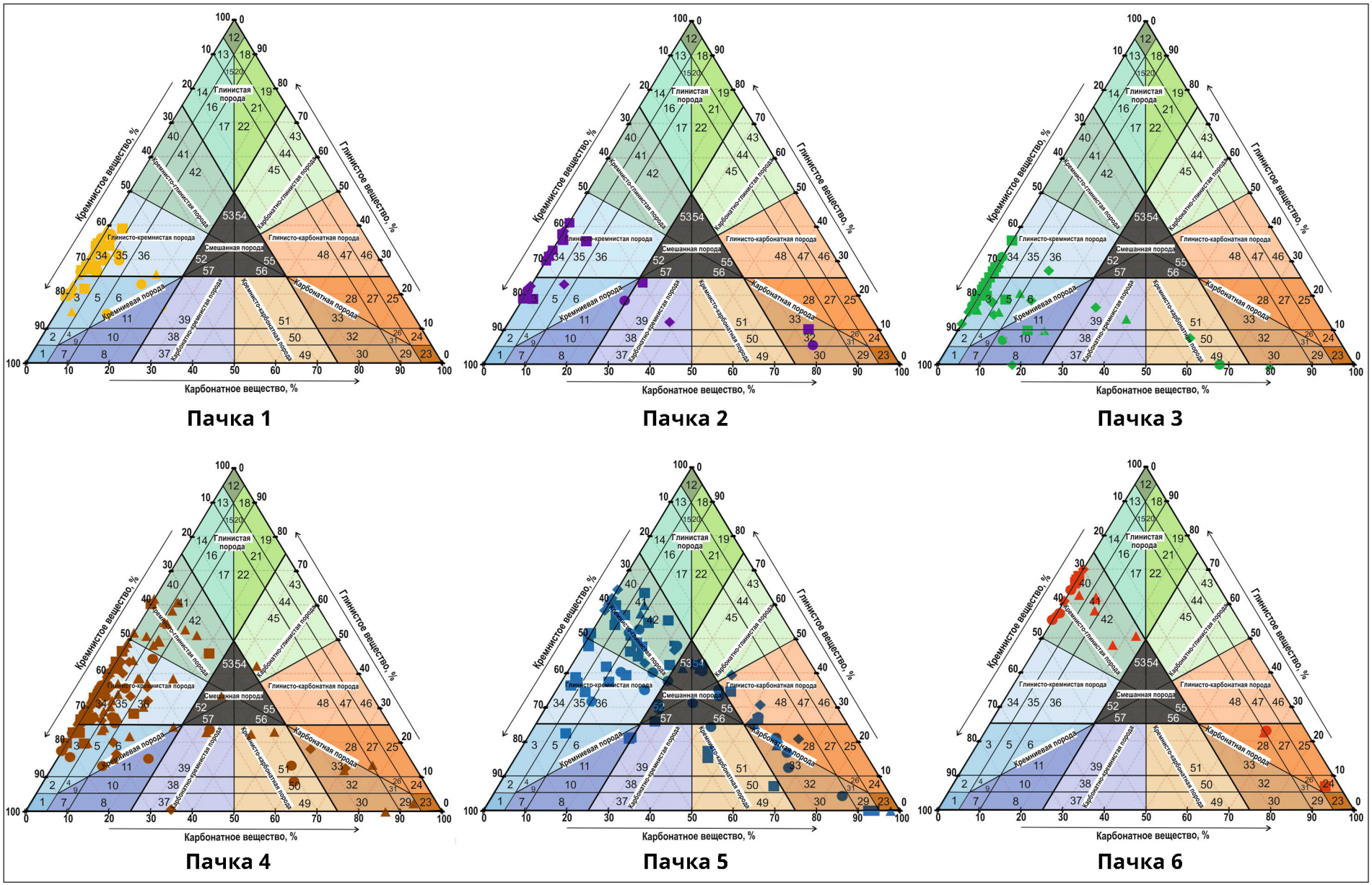



*Рис. 2. Точечные трёхкомпонентные диаграммы учетом приуроченности образцов к пачкам баженовского горизонта*

**В пачке 5** увеличивается содержание органического вещества (до 27,7 % в единичных пробах, в среднем – 11,3 %) и карбоната (до 97,7 % в единичных пробах, в среднем – 28,4 %). В основном пачка сложена темно-серыми сильноуглеродистыми (11,3 %) пиритизированными (8,2 %) карбонатно-кремнисто-глинистыми (28,4-35,2-36,4 %) породами, тонкослоистой текстуры. В подошве пачки прослеживаются серые карбонатные конкреции, диаметром до 2 см. Органические остатки представлены кокколитофоридами, однокамерным планктоном (с тонкой кальцитовой стенкой и кремнисто-углеродистым и каолинитовым ядром), при макроописании отмечается большое количество мелких Onychites (до 1 см). Также наблюдаются редкие, серые до белых карбонатные слойки двустворок (1-2 мм).

**Пачка 6** представлена углеродистыми ($C_{орг}$ – 9,7 %) сильнопиритизированными (пирит – 16,4 %) кремнисто-глинистыми породами (кремнезём – 33,6 %, глинистый материал – 55,6 %) и слагает верхнетутлеймскую подсвиту. Скол пород неровный, с единичными остатками мелких Onychites (до 1 см) и битуминизированными рыбными остатками. Большое количество пирита в рассеянном состоянии и в виде слойков и линз (0,2-5,5 см), стяжения до 1 см, в единичных пробах содержание пирита достигает 49,1 %.

Проведённый анализ с образцами показал, что на изученной территории выделено 33 класса и подкласса пород. Наиболее распространенными являются двухкомпонентные (глинисто-кремнистые и кремнисто-глинистые) и однокомпонентные (кремниевые) породы. Класс однокомпонентных глинистых пород в исследуемых разрезах скважин отсутствует.

Предложенная минерально-компонентная классификация была применена для реальной выборки. Проанализированные образцы, построенные на трехкомпонентной диаграмме с учетом приуроченности их к определенным пачкам, имеют отличительные литолого-минералогические характеристики и выносятся в различные области трехкомпонентной диаграммы.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Немова, В. Д.** Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты / В.Д. Немова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13-17.

2. **Панченко, И. В.** Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири / И.В. Панченко, Н.С. Бабушкина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Вишневская, Г.А. Калмыков, О.В. Шурекова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – С. 24.

3. **Перечнева, Е. С.** Минерально-компонентная классификация пород баженовской высокоуглеродистой формации / Е.С. Перечнева, Э.А. Вторушина, М.Н. Вторушин. – Текст : непосредственный // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – №. 3. – С. 32-41.

УДК 552:554:54

# РАДИАЦИОННЫЙ АСПЕКТ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В МИРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

**С.В. Прозоров**

*ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Западно-Сибирский филиал, г. Тюмень*

В работе рассмотрены метаморфозы вещества при взаимодействии с радиацией, возможность генерации углеводородов помимо термохимических и биотических механизмов. Достижения радиохимических и радиофизических направлений естествознания применены для разрешения проблем геологических и технических наук.

*Излучение, радиолиз воды, радиолиз углеводородов, образование метана, полимеризация метана, миграция флюидов, компоненты, радиохимические процессы, баженовская свита, кероген*

# RADIATION ASPECT OF HYDROCARBON GENERATION IN THE GLOBAL SPACE

**S.V. Prozorov**

*The Federal State Budgetary Institution «State Commission on Mineral Reserves», West Siberian Branch, Tyumen*

The paper discusses the metamorphoses of a substance while interacting with radiation, the possibility of hydrocarbon generation apart from thermochemical and biotic mechanisms. The achievements of radiochemical and radiophysical areas of natural science were applied to solve geological and engineering sciences' issues.

*Radiation, water radiolysis, hydrocarbon radiolysis, methane generation, methane polymerization, fluid migration, components, radiochemical processes, Bazhenov suite, kerogen*

Развитие ядерных технологий предопределило интерес исследователей к взаимодействию ионизирующих излучений с веществом и, не в последнюю очередь, с водой и различными углеводородами в силу их широкого распространения в природе и перспектив применения в технике. Вопросы стабильности и преобразования веществ исследовались в большом количестве работ отечественных и зарубежных исследователей. Результаты работ обобщены и закреплены в значительном количестве изобретений, патентов, статьях и учебниках. Радиационная химия применяется в различных технологиях крупнотоннажных производств, стала учебной дисциплиной в ВУЗах.

Схожесть условий технологических процессов, реализуемых в различных химических производствах, с теми, которые наблюдаются в горной среде, побудила автора проанализировать возможность реализации отдельных технологических механизмов превращения вещества в естественных горных условиях и в природе вообще.

## Влияние естественной радиоактивности на обводненные угольные пласты

Влияние радиации на воду и водные растворы впервые исследовалось в работах П. Кюри и А. Дебьерна в начале XX века. В дальнейшем в работах Г. Фрике, Дж. Вейса, Р. Платцмана, А. Куппермана и многих других установлено образование различных активных компонентов расщепления воды под действием ионизирующих излучений. Систематические экспериментальные исследования радиолиза воды ведутся в США с

середины 40-х годов XX века. В нашей стране первые работы по радиационной химии воды были проведены в конце 40 – начале 50-х годов в Институте физической химии АН СССР и в Институте теоретической и экспериментальной физики (Н.А. Бах, В.А. Медведовский, Б.В. Эршлер, П.И. Долин и др.). Представления о механизмах радиолиза воды (радикально-диффузионная теория) была сформулирована в США исследовательскими группами под руководством Р.Л. Платцмана и Дж. Маги.

Вода при взаимодействии с фотонным или корпускулярным излучением поглощает энергию, возбуждается и разлагается на составляющие компоненты. Схематично эти процессы можно описать уравнением:

$$H_2O + E >> H_2 + O + e^- + H + OH + H_2 + H_2O_2.$$

При установившемся равновесном процессе в гомогенной водной среде существуют гидратированные электроны, атомы водорода и кислорода, радикалы ОН, молекулярный водород, пероксид водорода, ионы гидроксония и гидроксила. Значения радиационно-химических выходов зависят от конкретного воздействующего на воду ионизирующего излучения и температуры. Характеристики радиолиза воды хорошо изучены экспериментально и аналитически, поведение воды как теплоносителя в контурах гомогенных водо-водяных ядерных реакторов надежно прогнозируется с помощью методов математического моделирования.

Информация о радиохимических исследованиях в открытых гетерогенных системах носит обрывочный характер и очень часто ветирована различными грифами ограничения доступа. Известна информация об исследованиях в Германии в 30-40-х годах XX века в рамках программ по созданию синтетических моторных топлив. Много внимания уделялось вопросам воздействия ионизирующих излучений на топливо в высотной авиации и космической технике. Имеется информация об отдельных патентах и изобретениях в данной области.

В обводненных угольных пластах под воздействием естественной радиации, прежде всего, происходит процесс радиолиза воды, с образованием широкого спектра химически активных компонентов. Присутствие углерода запускает (конкурирующие процессу рекомбинации активных компонентов в воду) процессы окисления и гидрирования углерода:

$$C + H_2 + O + e^- + H + OH + H_2 + H_2O_2 >> CO_2 + CH_4 + H_2O + H_2.$$

Отмечу, что при реализации данного механизма образуется гораздо большее количество промежуточных и результирующих компонентов, здесь я привожу лишь те, которые имеют наибольшее практическое значение. Наиболее подвижные водород и метан мигрируют по разрезу, вода продолжает участвовать в радиохимических процессах, вплоть до полного осушения угольного пласта или его истощения. Таким образом, происходит обогащение недр органическим веществом, исходно не обусловленным седиментационными процессами.

В случае затруднения миграции флюидов по разрезу возможна реализация процессов дальнейшего радиолиза метана «in situ». В работе [2] подробно рассмотрены процессы превращений углеводородов под действием ионизирующих излучений. Описан распад молекул в первичном процессе, реакции радикалов, ионно-молекулярные реакции, а также рекомбинация и перезарядка ионов и взаимодействие возбужденных частиц. Доминирующим первичным процессом является:

$$CH_4 >> CH_3 + H.$$

В результате происходит полимеризация метана с образованием различных гомологов и молекулярного водорода.

Следует особо подчеркнуть, что данные процессы идут даже при гелиевых температурах (ок. 4 град. К), а при увеличении температуры их интенсивность нарастает. Этими механизмами можно объяснить формирование значительных по объему залежей газа и газоконденсата в полярных широтах Западной Сибири, наличие метановых океанов на отдельных объектах солнечной системы и его наличие в межпланетном пространстве.

## Радиолиз в радиоактивных глинистых отложениях

Помимо процессов, описанных выше, рассмотрим возможные механизмы превращений вещества в глинистых отложениях с повышенной естественной радиоактивностью за счет активности изотопов $K^{40}$. Глины являются барьером на пути вертикальной миграции флюидов, которые имеют различный генезис и источники образования. Наибольший интерес для анализа этой работы представляет мигрирующий метан (ювенильный, термохимический, радиационно-химический, биотический, абиотический). Транзитный метан задерживается в глинистых отложениях и попадает под действие ионизирующих излучений. Изотоп $K^{40}$ распадается по схемам:

$$K^{40} >> Ca^{40} + e^{-} + \nu^{-} \text{ (89 \% распадов)},$$
$$K^{40} >> Ar^{40} + \nu + \gamma \text{ (11 \% распадов)}.$$

Нейтрино и антинейтрино, чрезвычайно слабо взаимодействующие с веществом частицы, электроны с энергией 1,36 МэВ, и гамма кванты с энергией 1,46 МэВ, участвуют далее в радиолизе. Фотонное излучение способно возбуждать молекулы воды при ослаблении энергии кванта вплоть до 8 эВ.

Если речь идёт о баженовской свите Западной Сибири, то основными поражающими факторами являются нейтронное и гамма-излучения.

Радиоактивность баженовской глины обусловлена преимущественно цепочкой распадов уранового ряда. Ядра атома водорода (протий) обладают наибольшим сечением захвата нейтронов. Нейтроны, образующиеся в урановой цепи распадов, тормозятся за счет соударений и поглощаются протием, основная масса которого (в настоящее время в баженовской свите) содержится в углеводородных соединениях. Энергия метильной связи в метане: $CH_3$-H составляет 4,53 эВ, энергия поглощения нейтрона протием превышает 1300 эВ. Таким образом, образующийся в результате захвата нейтрона дейтрон обладает энергией, намного превосходящей энергию химической связи и покидает материнскую молекулу. Одновременно дейтрон способен возбудить еще несколько соседних молекул. Материнская молекула становится радикалом и в дальнейшем участвует в процессах полимеризации с другими активными агентами или рекомбинирует со свободным протоном. Необходимо особо подчеркнуть, что за время торможения нейтрона до тепловых скоростей возбуждается до 80000 молекул, содержащих водород!

Механизмы, протекающие под действием гамма-излучения, описаны выше и к ним я не буду возвращаться в рамках данного обсуждения.

Таким образом, чем ниже проницаемость глинистых отложений, тем больше экспозиция радиоактивного поля на транзитные и собственные углеводороды, образуются достаточно тяжелые углеводороды, обладающие низкой миграционной способностью, которые депонируются в глинистых породах, привнося существенный вклад к массе захороненного в процессе седиментации органического вещества. В случае баженовской свиты из транзитного и собственного органического вещества в условиях радиоактивного поля повышенной интенсивности, после радиохимического осушения пласта генерируется кероген. Процессами, описанными выше, можно объяснить современную гидрофобность баженовской свиты, хотя, как известно, седиментация и дальнейшая

литификация глин сопровождается захоронением значительных объемов воды, которая (в случае с баженовской свитой) подверглась радиолизу.

В процессах, связанных с радиоактивными превращениями, помимо химических метаморфоз значительное количество энергии тратится на разогрев горной породы. При постепенном погружении количество отводимой энергии уменьшается и наступает период зрелости нефтематеринской породы, в пласте одновременно запускаются естественные процессы, которые в крупнотоннажных химических процессах носят название пиролиз, риформинг, крекинг и др. Разнообразие термобарических условий, наличие естественных катализаторов и ингибиторов химических процессов, наличие каналов миграции флюидов предопределяют разнообразие и непредсказуемость состава генерируемых углеводородов.

### Радиохимические процессы на других планетах и в межпланетном пространстве

В солнечной системе в межпланетном пространстве, на безжизненных планетах и их спутниках присутствуют углеводороды. Весьма разнообразны условия, в которых фиксируется наличие углеводородов – от глубокого холода и разряжения космоса до сверхвысоких давлений и температур солнечной короны. Объяснить происхождение этих углеводородов разложением биологических остатков, либо же исключительно термохимическими абиогенными процессами невозможно, в силу узости окна возможностей реализации данных механизмов по граничным термобарическим условиям. В строгом понимании нельзя сказать, что радиохимические процессы не зависят от давления и температуры, но они имеют место быть и в энергодефицитных и в условиях избытка энергии. При этом ионизирующие излучения пронизывают всё доступное для осмысления пространство.

### Краткие итоги

1. Предложен глобальный механизм, гармонизирующий и дополняющий современные концепции образования углеводородов.

2. Предложено объяснение причин метанового обогащения пластовых вод в пределах всего разреза Западной Сибири.

3. Предложен механизм генерации первичного метана обводненными угольными пластами под действием естественной радиации.

4. Предложен механизм, объясняющий одну из причин формирования газоконденсатных залежей, при отсутствии видимых нефтематеринских пород.

5. Предложено объяснение причины современной гидрофобности баженовской свиты.

6. Предложено объяснение феномена приуроченности максимальных плотностей запасов нефти, к зонам максимальной концентраций радиоактивности в разрезе баженовской свиты.

7. Намечены возможные теоретические предпосылки водородной трансформации и декарбонизации нефтегазодобывающих направлений мирового энергетического хозяйства.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Кабакчи, С. А.** Радиационная химия в ядерном топливном цикле : Учеб. пособие / С.А. Кабакчи, Г.И. Булгакова; Науч.-исслед. физ.-хим. ин-т им. Л. Я. Карпова, Рос. хим.-технол. ун-т им. Д. И. Менделеева. – Москва: РХТУ, 1997. – 104 с. – ISBN 5-7237-0063-4. – Текст : непосредственный.

2. **Пшежецкий, С. Я.** Механизм радиационно-химических реакций : монография/ С.Я. Пшежецкий. – 2-е изд. – Москва: Химия, 1968. – 368 с. – Текст : непосредственный.

УДК 551.7(571.12)

# СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ НИЖНЕХЕТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ТЕРРАСЫ (СЕВЕРО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

**И.В. Кислухин[1,2], В.А. Маринов[1,3], Е.Е. Нечаева[1]**

*[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», [2]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», [3]ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень*

Нижнехетская свита является одним из основных продуктивных уровней в северо-восточных районах Западной Сибири. Вместе с тем, возникают вопросы, касающиеся возрастной приуроченности комплекса. На рубеже юры и мела сформировалась специфическая толща песчано-алевритового состава, соответствующая пластам $Нх_{3-5}$ нижнехетской свиты стратотипического разреза (в соответствии со стратотипом, возраст – берриас-ранний валанжин, нижний мел). Вместе с тем, возрастные определения, выполненные в Большехетском районе указывают на формирование указанной толщи в волжское (верхнеюрское) время. Наиболее вероятно, возрастные противоречия связаны с циклическим, растянутым во времени характером накопления осадков в регионе. Аналогичным образом, скользящий возраст имеет граница кровли нижнехетской свиты на юге Большехетской зоны сформировавшаяся в берриасское, а на севере – в валанжинское время.

Выполненные исследования позволяют внести корректировки в существующие стратиграфические схемы региона.

*Седиментация, стратиграфия, юрские и меловые отложения, литология, фациальное районирование, Большехетская структурная терраса, север Западной Сибири*

# STRATIGRAPHIC DISSECTION OF JURASSIC AND CRETACEOUS SEDIMENTS BOLSHEKHETSKAYA STRUCTURAL TERRACE (NORTH-EAST OF WESTERN SIBERIA)

**I.V. Kislukhin[1,2], V.A. Marinov[1,3], E.E. Nechaeva[1]**

*[1]Tyumen oil research center, [2]Tyumen industrial university, [3]Tyumen state university, Tyumen*

The Nizhnekhetskaya formation is one of the main productive levels in the northeastern regions of Western Siberia. At the same time, there are questions concerning the age-related nature of the complex. At the turn of the Jurassic and Cretaceous, a specific strata of sand-siltstone composition was formed, corresponding to the layers of the $Nh_{3-5}$ of the Nizhnekheti formation of the stratotypic section (in accordance with the stratotype, age – Berrias-early Valangin, Lower Cretaceous). At the same time, age determinations made in the Bolshekhetsky district indicate the formation of the specified thickness in the Volga (Upper Jurassic) time. Most likely, age-related contradictions are related to the cyclical, time-stretched nature of precipitation accumulation in the region. Similarly, the sliding age has the boundary of the roof of the Nizhnekhetskaya formation in the south of the Bolshekhetskaya zone formed in the Berriasian, and in the north – in the Valangin time.

The performed studies allow us to make adjustments to the existing stratigraphic schemes of the region.

*Sedimentation, stratigraphy, Jurassic and Cretaceous deposits, lithology, facies zoning, Bolshekhetskaya structural terrace, north of Western Siberia*

Своеобразие геологического строения осадочного чехла Большехетской структурной террасы состоит в увеличенных мощностях отложений и специфическом составе пород по сравнению с другими районами Западно-Сибирского седиментационного бассейна, что определяется близким расположением источников сноса терригенного материала. Изучение закономерностей распределения породно-слоевых ассоциаций имеет важное практическое значение в связи с установленными в них скоплениями углеводородного сырья. На территории северо-восточных районов породы фундамента перекрывают осадочный чехол, состоящий из триасовых, юрских, меловых, палеогеновых и неоген-четвертичных отложений. Наибольший интерес с точки зрения поиска и разведки скоплений нефти и газа представляет юрско-нижнемеловой (в особенности верхнеюрско-неокомский) интервал разреза осадочного чехла, сложенный породами преимущественно морского и прибрежно-морского генезиса.

Для характеристики разреза отложений юры и мела Большехетской структурной террасы выбраны разрезы Тагульской, Ичемминской, Лодочной, Ванкорской, Сузунской, Русско-Реченской площадей. Для уточнения модели геологического строения района были проведены комплексные стратиграфические исследования, включающие анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС), сейсмопрофилирования, биостратиграфии, прослеживания реперных (маркирующих) горизонтов. Выполнена ревизия ранее накопленных геологических материалов.

Согласно утвержденным стратиграфическим схемам, в разрезе верхней юры и келловея района исследований выделяются точинская (верхний бат – келловей), сиговская (верхи келловея – оксфорд – кимеридж) и яновстанская (верхний кимеридж – волга – нижняя часть рязанского яруса) свиты. Нижнемеловой интервал сложен нижнехетской (рязаний – низы валанжина), суходудинской (валанжин – нижний готерив), малохетской (верхний готерив – баррем – нижний апт), яковлевской (средний и верхний апт – средний альб), долганской (средний альб – сеноман) свитами.

Келловей-верхнеюрский комплекс пород существенно отличается от среднеюрских образований как по генезису и темпам седиментации, так и по литологическому составу и уверенно опознается в разрезах скважин.

Точинская свита имеет глинистый состав, формировалась в глубоководной морской обстановке, выдержана по мощности и составу, обычно имеет четкие нижнюю и верхнюю границы, за исключением отдельных случаев, когда увеличение зернистости поступающего терригенного материала приводит к формированию песчано-алевритовых линз вблизи верхней границы свиты. Латеральное распространение точинских глин не ограничено пределами Тазо-Хетского структурно-фациального района. Поскольку в келловейское время морской бассейн существовал также на более северных территориях, пачка тонкоотмученных глин относительно глубоководноморского генезиса в соответствии со стратиграфическими схемами обособляется в нижней части гольчихинской свиты (келловей, верхняя юра и основание рязанского яруса).

Сиговская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю, имеющую преимущественно песчано-алевритовый состав и верхнюю, в районе исследований более глинистую, близкую по составу к отложениям нижней части яновстанской свиты, залегающим выше по разрезу. По данным ГИС уверенно выделяется лишь нижнесиговская подсвита, включающая пласты $Сг_5$-$Сг_7$), которая является аналогом верхневасюганской подсвиты Пурпейско-Васюганского района (пласт $Ю_1$).

Во время формирования верхней подсвиты грубообломочный материал не достигал Лодочной и Сузунской площадей, по данным ГИС ее верхняя граница постепенная, а литологический состав сходен с перекрывающими породами яновстанской свиты. Нижняя граница подсвиты, в кровле пласта $Сг_5$, уверенно опознается по керну

и каротажу. Для уточнения положения кровли сиговской свиты привлечены биостратиграфические данные, но их в настоящее время пока недостаточно для характеристики разреза неокома и верхней части юрского комплекса. Определенные сложности возникают при стратиграфическом расчленении яновстанской свиты, особенно ее верхней части. Ключевым моментом здесь становится понимание седиментационной цикличности. В волжское и рязанское время основная часть обломочного материала поступала с Сибирской платформы. На территории Большехетской зоны, с одной стороны, находящейся вблизи источника сноса, с другой – за пределами области развития песчаников, формировались значительные по толщине отложения яновстанских глин (отмечается циклический характер их формирования с образованием клиноформ глинистого состава западного падения). Следует отметить, что в отличие от классического разреза яновстанской свиты, где обособляется до шести песчано-алевритовых пластов ($Ян_{1-6}$), в рассматриваемом районе разрез представлен преимущественно глинистыми отложениями. Исключением являются территории на юге района: на Тагульской и Русско-Реченской площадях пласты $Ян_{1-2}$ имеют песчано-алевритовый состав и низкие фильтрационно-емкостные характеристики. Далее в северном направлении мористость осадков возрастает и осадки переходят в отложения гольчихинских глин.

Яновстанская свита позднекимериджского – рязанского возраста сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, почти черными, зеленовато-черными, с пачками и прослоями алевролитов темно-серых, зеленовато-серых. Хотя яновстанская свита относится к баженовскому горизонту, она не является точным возрастным аналогом баженовской свиты центральных районов Западной Сибири [1].

Нижнехетская свита рязанского – ранневаланжинского возраста состоит из зеленовато-серых, серых алевролитов, алевритов и глин морского и прибрежно-морского генезиса с редкими прослоями песчаников [2]. Если на севере территории (например, на Сузунской площади) кровля нижнехетской свиты уверенно фиксируется по появлению в разрезе тонкоотмученных трещиноватых аргиллитов с буроватым оттенком, образующих в стволах скважин глубокую каверну и являющихся надежным репером (выделяется на каротажных диаграммах по данным индукционного и радиоактивного методов), то на юге (Тагульская площадь) эта глинистая пачка не фиксируется.

Вместе с тем, в соответствии со стратотипическим разрезом (скважина Малохетская № 10), в рассматриваемом районе верхняя граница яновстанской свиты проводится по подошве нижнего песчано-алевритового пласта группы Нх нижнехетской свиты по причине объединения песчано-алевритовых разностей (группа пластов $Нх_{3-6}$) в единый седиментационный цикл.

На территории Большехетской структурной террасы в объеме волжского, рязанского и низов валанжинского ярусов обособляется толща специфического состава, которая может быть отнесена по особенностям состава к отложениям нижнехетской свиты, так и разделена по возрастному принципу на нижнехетскую (пласт $Нх_3$) и яновстанскую (пласт $Ян_1$, соответствующий $Нх_{4-5}$) свиты без учета литологических характеристик. Возраст толщи обоснован находками фауны (аммонитов) в скважине Сузунская 2, определенных Н.И. Шульгиной (глубина 2901,2 м). Кроме того, в разрезе скважины Восточно-Сузунская 2 магнитостратиграфические исследования однозначно указывают на принадлежность нижней половины песчано-алевритового цикла, соответствующей пластам $Нх_{3-4}$ стратотипического разреза нижнехетской свиты к волжскому подъярусу и основанию рязанского (баженовскому стратиграфическому горизонту). Толща сложена неравномерным тонким переслаиванием алевролитов песчаных до глинистых с прослоями тонкозернистых, алевритистых песчаников (мощность до 10 см) и аргиллитов. Характерными признаками мелководного и прибрежно-морского генезиса являются

текстуры биотурбации, волновой ряби, в более крупных песчаных прослоях наблюдается бугорчатая косая слоистость, образованная штормами, реже встречается градационная слоистость.

Во время формирования отложений исследуемая территория предположительно являлась областью морского мелководья на юго-востоке с постепенным погружением в западном направлении. С одной стороны, отнесение специфической толщи к яновстанской свите позволит устранить несоответствие корреляционных схем существующим возрастным датировкам. Изученная толща по своему литологическому составу отличается от яновстанской свиты и близка к нижнехетской. Облик каротажных кривых данного стратиграфического интервала в Большехетском районе и сопоставление их с данными ГИС стратотипического разреза нижнехетской свиты в скважине Малохетская 10 позволяет сопоставить толщу с нижней частью нижнехетской свиты. В этом случае, согласно биостратиграфическим датировкам, подошва нижнехетской свиты имеет возрастное скольжение в пределах верхневолжского и нижней половины рязанского ярусов.

В соответствии со стратиграфическим кодексом России [3], в основу выделения стратиграфических подразделений должны быть положены специфические особенности литологического состава, а палеонтологические, минералогические данные и физические свойства пород являются их дополнительными характеристиками.

При выделении границ подразделений учитываются такие признаки, как смена литологического состава, положение стратиграфических перерывов, цикличность осадконакопления и другие особенности. Изученный интервал представлен песчано-алевролитовыми породами с косой, линзовидной и градационной слоистостью, что более соответствует характеристике нижнехетской свиты.

Несмотря на существующие противоречия в возрастных датировках (интервал неопределенности отвечает стратиграфическому диапазону от верхневолжского подъяруса до нижней зоны валанжина включительно) в настоящее время предлагается проводить кровлю яновстанской свиты в основании песчано-алевритовой пачки $Нх_{3\text{-}5}$. В этом случае основным аргументом обоснования положения кровли яновстанской свиты становится литологический признак.

Вместе с тем отмечается несоответствие возраста отложений пластов $Нх_{3\text{-}5}$ Большехетской зоны стратотипическому разрезу. Наиболее вероятно это связано с циклическим поградационным характером накопления осадков, что обусловливает скользящий возраст комплекса.

Выше по разрезу залегают отложения суходудинской свиты, которые подразделяются на нижнюю морского и верхнюю – континентального генезиса. Ее граница с подстилающей нижнехетской свитой также является неизохронной. Возрастное скольжение подошвы суходудинской свиты установлено по биостратиграфическим данным. Если на юге Большехетской террасы в пределах Русско-Реченского, Тагульского и Лодочного поднятий, свита перекрывает отложения рязанского возраста, то в пределах Сузунской и Горчинской площадей – нижний валанжин (рис. 1).

Анализ представленных данных указывает на целый ряд неопределенностей и возможных разночтений при стратификации юрско-нижнемелового разреза осадочного чехла на северо-востоке Западной Сибири. Тем не менее, анализ накопленного объема новой геолого-геофизической информации позволяет внести определенные корректировки в существующие стратиграфические схемы региона. Следует отметить, что прошло достаточно много времени с момента утверждения региональных стратиграфических схем юры (2004 г.) и мела (1991 г.).

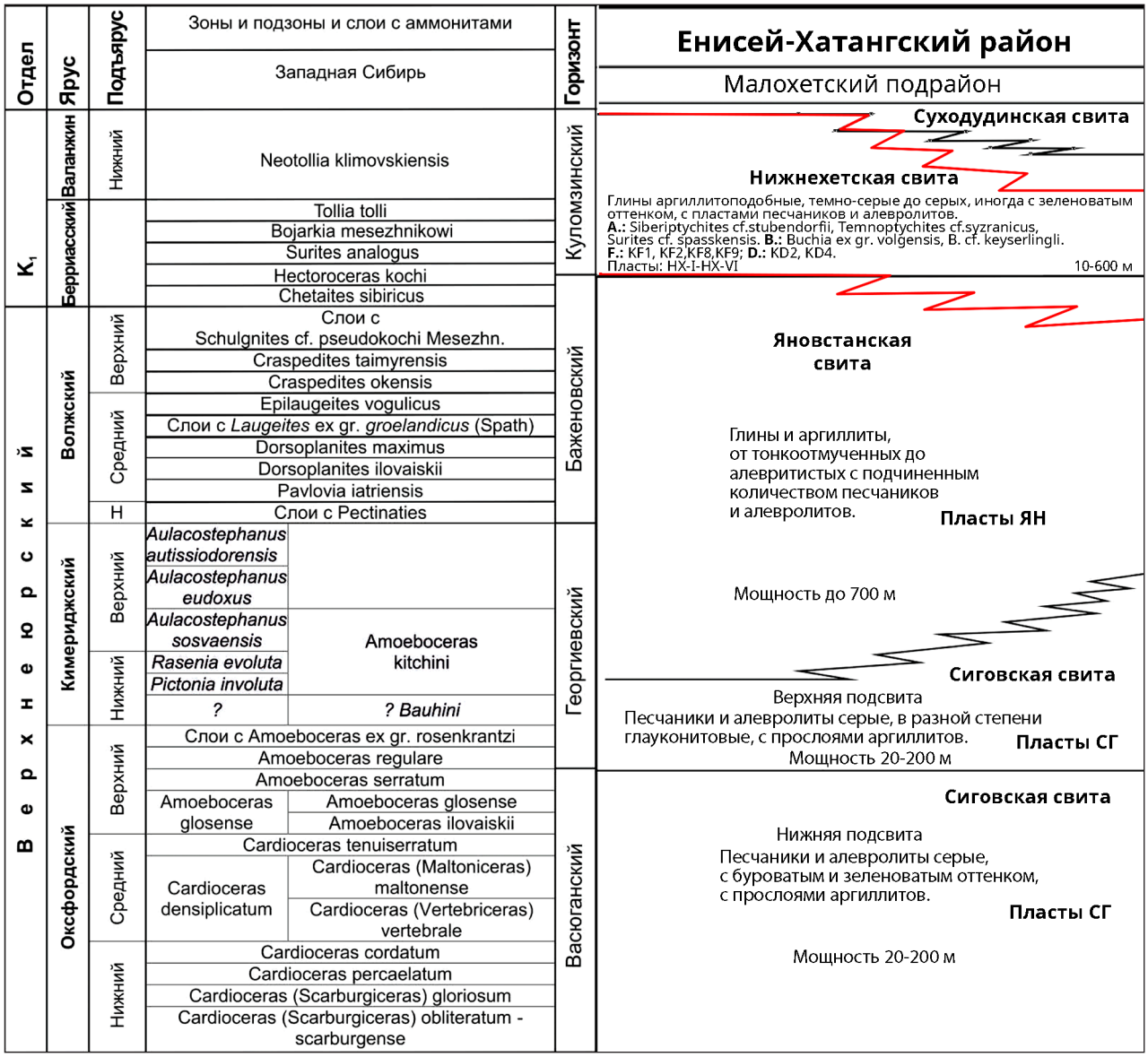



*Рис. 1. Предложения по корректировке стратиграфических схем неокома и верхней юры (с учетом скользящего возраста) в Большехетском районе*

## ЛИТЕРАТУРА

1. Решение 6 межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири : объясн. зап. – Новосибирск, СНИИГГиМС. – 2004. – 113 с. – Текст : непосредственный.

2. Стратиграфический кодекс России = Stratigraphic code of Russia : утвержден Научно-редакционным советом Роснедра 27.10.2005 (протокол № 241-1) / отв. ред. А.И. Жамойда. – Изд. 3-е, испр. и доп. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с. – ISBN 978-5-93761-280-9. – Текст : непосредственный.

3. **Маринов, В. А.** Характеристика пограничных юрско-меловых отложений Большехетской структурной террасы (Западная Сибирь) / В.А. Маринов, И.В. Кислухин, В.П. Меркулов, И.П. Бекирова, А.Е. Игольников, С.Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и

палеогеографии : материалы IX Всероссийского совещания / Белгородский государственный университет ; под ред. Е.Ю. Барабошкина, Т.А. Липницкой, А.Ю. Гужикова. – Белгород : ПОЛИТЕРРА, 2018. – С. 178-182. – ISBN: 978-5-98242-250-7.

4. **Кислухин, И. В.** Литолого-стратиграфическое расчленение юры и неокома в пределах Большехетского района / И.В. Кислухин. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: материалы XX научно-практической конференции / под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский дом «ИздатНаукаСервис». – 2017. – С.263-268. – ISBN: 978-5-9908400-2-7.

УДК 552.513

# ВЛИЯНИЕ ТЕКСТУРНО-СТРУКТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НА ПАРАМЕТРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА (ТЮМЕНСКАЯ СВИТА СРЕДНЕЙ ЮРЫ, СКВ. ЗАОЗЕРНАЯ 1)

**А.А. Ваганова, А.Д. Дюкова**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ», г. Апрелевка*

В данной работе на основе детального изучения кернового материала параметрической скважины Заозерная 1, проведения детального петрографического, гранулометрического исследования 9 шлифов песчаников, image-анализа пропитанных окрашенной смолой шлифов, была выявлена закономерность влияния гранулометрического и вещественного состава песчаников на структуру пустотного пространства.

*Петрография, гранулометрический анализ, литотип, image-анализ, структура пустотного пространства, тюменская свита, скважина Заозерная 1, Западная Сибирь*

# THE INFLUENCE OF TEXTURAL AND STRUCTURAL FEATURES OF TERRIGENOUS ROCKS ON THE PARAMETERS OF THE VOID SPACE (TYUMEN FORMATION OF THE MIDDLE JURASSIC, WELL ZAOZERNAYA 1)

**A.A. Vaganova, A.D. Dyukova**

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Aprelevka Branch, Aprelevka*

In this work on the basis of detailed study of core material of parametric well Zaozernaya 1; conducting detailed petrographic, granulometric study of 9 thin sections of sandstones, image-analysis of resin-impregnated thin sections, the regularity of influence of granulometric and material composition of sandstones on structure of cavity space was revealed.

*Petrography, granulometric analysis, lithotype, image-analysis, void space structure, Tyumen Formation, Zaozernaya 1 well, Western Siberia*

## Введение

**Актуальность работы.** Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является одним из основных регионов нефтедобычи, около 14 % извлекаемых запасов Западной Сибири содержится в тюменской свите [3]. Главными факторами низкого изучения резервов тюменской свиты считается сложное расположение пластов-коллекторов по району и разрезу, невысокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, что обусловлено фациальными обстановками их образования. Результаты исследования керна многочисленных поисково-разведочных скважин указывают на прибрежно-морские обстановки пологих аллювиальных участков. В подобных условиях песчаный

материал откладывался в основном в виде фаций речных кос, прирусловых валов, конусов прорыва. Данные образования чередуются фациями отмерших участков русел, заполненных глинистым материалом, стариц и болот, которые четко ограничены по площади, пласты-коллекторы в основном присутствуют в виде линз и узких, протяженных русловых образований. Значительная невыдержанность эффективных толщин, пористости и проницаемости резервуаров на расстояниях, сравнимых с расстояниями между эксплуатационными скважинами, обусловила нередкий просчет начальных геологических моделей залежей и, соответственно, бурение множества «пустых» скважин.

В связи с этим стоит крайне актуальная задача детального рассмотрения тюменской свиты со всех ракурсов и выявления возможных зависимостей, связанных с ее коллекторскими свойствами, на участке Карабашской нефтегазоперспективной поисковой зоны, вскрытом параметрической скважиной Заозерная 1 [4].

**Целью работы** является выявление закономерности влияния гранулометрического и вещественного состава песчаников на структуру пустотного пространства на примере отложений тюменской свиты в Заозерной скважине 1.

**Фактический материал и личный вклад.** В процессе исследования авторами детально изучен керновый материал параметрической скважины Заозерная 1 в интервале глубин 2667,0-2752,97 м [3]. Отобраны 9 шлифов песчаников для проведения детального петрографического, гранулометрического исследований, по результатам которых породы были разделены на три литотипа в зависимости от их структурных особенностей: песчаник граувакковый аркоз средне-мелкозернистый (далее литотип «С-М»), песчаник граувакковый аркоз мелко-тонкозернистый (далее литотип «М-Т»), песчаник граувакковый аркоз тонко-мелкозернистый (далее литотип «Т-М»). Для характеристики структуры пустотного пространства был проведен image-анализ пропитанных окрашенной смолой шлифов. Вспомогательная и дополнительная информация получена из опубликованных статей, книг, проектной документации.

**Практическое применение** исследования заключается в возможности прогнозирования емкостных свойств в пределах аналогичных литотипов путем корреляции с соседними проектируемыми скважинами.

## Литолого-петрографическое описание

В изучаемой скважине отложения тюменской свиты охарактеризованы керном в интервале глубин 2667,00-2752,97 м. В процессе изучения кернового материала выделены три группы литотипов, обладающие наилучшими ФЕС, различающиеся по структурно-текстурным особенностям, вещественному составу и цементирующей части.

**Литотип «С-М»** распространен в интервале глубин 2667,02-2671,98 м, представлен образцами 2189, 2203, 2210. Песчаник темно-, светло-серый, послойно с коричневатым оттенком, граувакковый аркоз, средне-мелкозернистый (размер зерен изменяется от 0,038 до 0,406 мм). Отсортировка обломочного материала средняя, обломки неокатанные и слабоокатанные, редко встречаются полуокатанные и окатанные неправильно-изометричной и неправильно-удлиненной формы. Упаковка обломочного материала средняя, контакты линейные, точечные, выпукло-вогнутые. Текстура массивная, прерывисто-пологоволнистая. Песчаники пиритизированы, обогащены углистым растительным детритом (УРД), органическим веществом (ОВ). Цемент пленочно-поровый, глинистый (каолинитово-гидрослюдистый), реже поровый сидеритовый. Многие зерна полевых шпатов (ПШ) в значительной степени изменены вторичными процессами: отмечается пелитизация, серицитизация, иногда выщелачивание с образованием внутризерновых пустот. Породы пористые, доминируют межзерновые поры, которые, в целом, имеют хорошую связность, распространены повсеместно.

**Литотип «М-Т»** (2690,72-2693,74 м) представлен образцами 28, 31, 35 – песчаник светло-, темно-серый, послойно серый со стальным оттенком, мелко-тонкозернистый (размер зерен изменяется от 0,014 до 0,125 мм). Отсортировка обломочного материала средняя, обломки неокатанные и слабоокатанные, редко полуокатанные неправильно-изометричной и удлиненной формы. Упаковка обломочного материала средняя. Контакты линейные, точечные, выпукло-вогнутые. По составу преимущественно граувакковый аркоз. Текстура однородная, наклонно-параллельно-слоистая, линзовидно-слоистая, полого-волнистая. Цемент пленочно-поровый глинистый (каолинитовый, гидрослюдистый), порово-коррозионный кальцитовый, единичными участками доломитовый, реже поровый сидеритовый. Отмечаются аутигенные включения пирита. Многие зерна ПШ в значительной степени изменены вторичными процессами: отмечается пелитизация, серицитизация, выщелачивание с образованием единичных внутризерновых пор. По измененным зернам ПШ развиваются серицит, пелит. Поры неправильной, изометричной и вытянутой формы, неравномерно распределены по породе. Также присутствуют трещины, ориентированные послойно, открытые, толщиной 0,01-0,025 мм, извилистые, слабоветвящиеся, взаимо-параллельные, видимой протяженностью до 14 мм и до выходящих за пределы шлифа.

**Литотип «Т-М»** распространен в интервале глубин 2705-2708,47 м (образцы 71, 73, 79). Песчаник светло-, темно-серый, послойно серый со стальным оттенком, граувакковый аркоз, тонко-мелкозернистый (размер зерен изменяются от 0,019 до 0,208 мм). Обломки средней и низкой степени окатанности, угловатой, полууглоатой и неправильно-изометричной формы. Упаковка обломочного материала средняя. Контакты линейные, точечные, выпукло-вогнутые. С однородной, горизонтальной, прерывисто-полого-волнистой, наклоннослоистой, косоволнистой текстурой, с пленочно-поровым глинистым (каолинитовым, гидрослюдистым), реже участками поровым сидеритовым цементом. Отмечается средняя и сильная степень изменения зерен ПШ. Обломки ПШ подвержены активному выщелачиванию, пелитизированы, серицитизированы. Поры межзерновые неправильно-изометричной формы, неравномерно распределенные; внутризерновые поры развиваются по спайности ПШ, трещинам в зернах кварца.

## Характеристика структуры пустотного пространства

Шлифы исследовались в оптическом микроскопе Olympus BX53. Цифровые изображения анализировались с помощью программы Керн С7 Панорама [2]. Для каждого изображения проводился анализ типов пустотного пространства и давалась его количественная оценка: открытая пористость породы, количество пор различного размера и объема, роль пор данного размера в общем объеме порового пространства. Объединенные и усредненные в три литотипа данные приведены в таблице 1.

Гистограммы [1] количества пор различной площади и размера позволяют оценить количественные соотношения пор различного размера. Гистограмма удельных значений площади пор показывает, какую часть пустотного пространства образца занимают поры данной площади. Гистограмма удельных значений размеров пор показывает, какую часть порового пространства образца занимают поры данного размера. Построены гистограммы для оценки степени изрезанности границ пор.

Учитывая специфику генезиса открытых пор в терригенных породах рассматриваемой части разрезов, проанализированное пустотное пространство было разделено на четыре типа: межзерновые поры, внутризерновые поры, участки развития микропористости и трещины. Разделение пустотного пространства на эти типы позволяет определить их соотношение в породах.

*Таблица 1*

**Параметры структуры пустотного пространства пород**

| Номер литотипа | | С-М | М-Т | Т-М |
|---|---|---|---|---|
| Пористость, % | Внутризерновые поры | 0,19 | 1,11 | 3,79 |
| | Межзерновые поры | 9,42 | 1,33 | 11,65 |
| | Участки развития микропористости | 2,24 | 0,48 | 1,26 |
| | Каверны | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Трещины | 0,00 | 0,40 | 0,00 |
| | Общая | 11,84 | 3,32 | 16,70 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Размер пор, мм | Внутризерновые поры | Минимум | 0,003 | 0,001 | 0,003 |
| | | Максимум | 0,062 | 0,070 | 0,243 |
| | | Ср. арифметическое | 0,017 | 0,012 | 0,027 |
| | Межзерновые поры | Минимум | 0,003 | 0,001 | 0,003 |
| | | Максимум | 0,364 | 0,077 | 0,270 |
| | | Ср. арифметическое | 0,030 | 0,015 | 0,029 |
| | Участки развития микропористости | Минимум | 0,003 | 0,001 | 0,003 |
| | | Максимум | 0,187 | 0,067 | 0,208 |
| | | Ср. арифметическое | 0,017 | 0,008 | 0,019 |
| | Трещины | Минимум | 0,000 | 0,002 | 0,000 |
| | | Максимум | 0,000 | 0,047 | 0,000 |
| | | Ср. арифметическое | 0,000 | 0,011 | 0,000 |

| Тип пористости | | | Внутризерновые поры | Межзерновые поры | Внутризерновые поры | Межзерновые поры | Внутризерновые поры | Межзерновые поры |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Распределение по интервалам, мм | количества пор различного размера, % | 0-0,01 | 2,26 | 47,73 | 28,97 | 14,48 | 12,63 | 23,69 |
| | | 0,01-0,025 | 2,94 | 27,82 | 12,88 | 20,30 | 12,82 | 21,19 |
| | | 0,025-0,05 | 1,36 | 7,47 | 4,32 | 11,86 | 5,88 | 8,69 |
| | | 0,05-0,1 | 0,23 | 5,43 | 0,92 | 5,10 | 3,63 | 7,09 |
| | | 0,1-0,25 | 0,00 | 4,07 | 0,15 | 1,02 | 1,02 | 3,11 |
| | | 0,25-0,5 | 0,00 | 0,22 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,23 |
| | | 0,5-1 | 0,00 | 0,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | >1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | удельных значений размера пор, % | 0-0,01 | 0,02 | 0,53 | 3,64 | 0,69 | 0,44 | 0,74 |
| | | 0,01-0,025 | 0,22 | 1,86 | 10,48 | 5,28 | 1,91 | 3,26 |
| | | 0,025-0,05 | 0,48 | 2,67 | 18,93 | 12,06 | 4,24 | 6,59 |
| | | 0,05-0,1 | 0,27 | 9,42 | 11,62 | 19,20 | 9,52 | 20,15 |
| | | 0,1-0,25 | 0,00 | 34,42 | 4,78 | 13,32 | 10,22 | 34,58 |
| | | 0,25-0,5 | 0,00 | 6,38 | 0,00 | 0,00 | 0,64 | 7,70 |
| | | 0,5-1 | 0,00 | 43,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | >1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Пористость в **литотипе «С-М»** составляет 11,84 %, где наивысший показатель (18,5 %) выявлен в обр. 2189. Выделяется три типа пустотного пространства: внутризерновые поры, межзерновые поры и участки развития микропористости (рис. 1). Внутризерновые поры имеют размеры 0,003-0,062 мм, их количество составляет 0,19 %. Межзерновые поры, размерами до 0,364 мм составляют 9,42 %. Участки развития микропористости занимают 2,24 %. Ввиду низкого вклада внутризерновых пор в общую пористость литотипа, их подробное рассмотрение опускается.

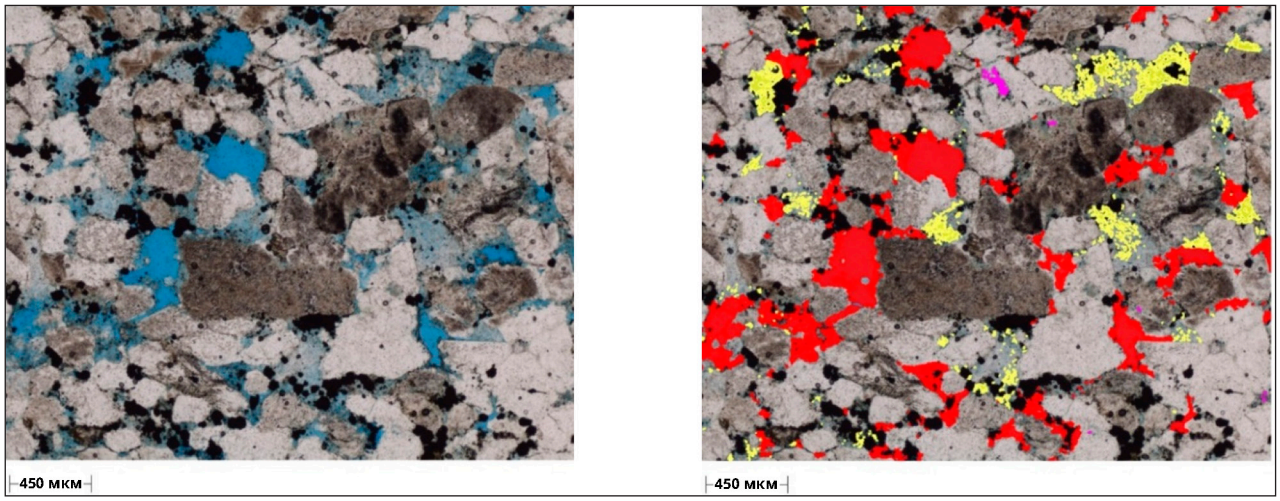



*Рис. 1. Пустотное пространство образца 2203 из литотипа «С-М». Фотографии без анализатора. Красным выделены межзерновые поры, пурпурным – внутризерновые поры, желтым – участки развития микропористости*

**Межзерновые поры:** на гистограмме количества пор различного размера основная часть (47,73 %) характеризуется размером менее 0,01 мм (рис. 4б). Удельные длины пор приходятся на промежуток 0,5-1 мм – 43,71 % (рис. 4г).

Пористость в **литотипе «М-Т»** составляет 3,32 %, где максимальный процент (5,07 %) приходится на обр. 28. Выделяется четыре типа пустотного пространства: внутризерновые поры, межзерновые поры, трещины и участки развития микропористости (рис. 2). Внутризерновые поры имеют размеры 0,001-0,07 мм, их количество – 1,11 %.

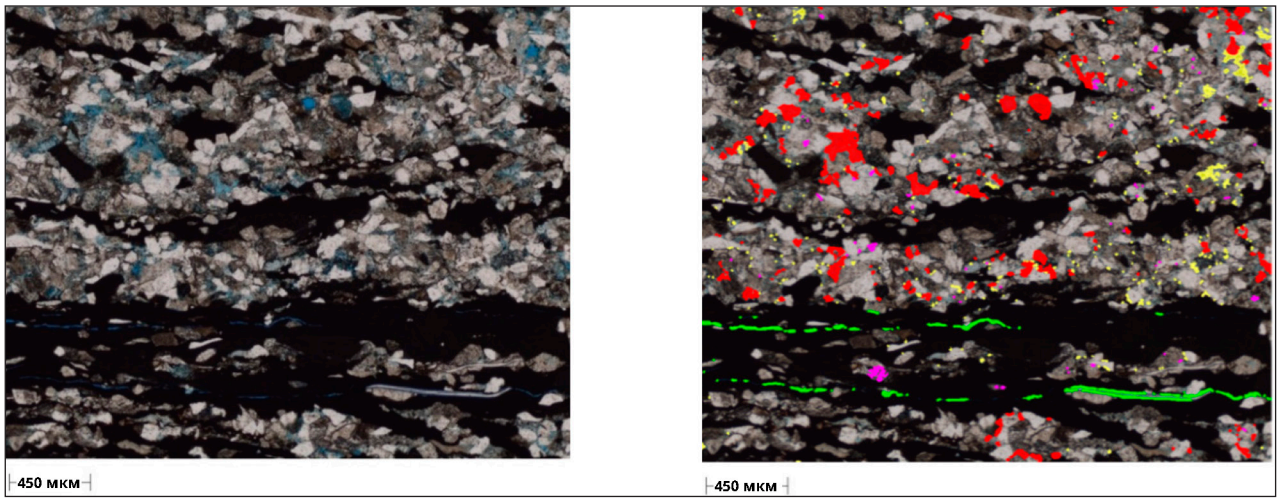



*Рис. 2. Пустотное пространство образца 35 из литотипа «М-Т». Фотографии без анализатора. Красным выделены межзерновые поры, пурпурным – внутризерновые поры, желтым – участки развития микропористости, зеленым – трещины*

Межзерновые поры, размерами до 0,077 мм составляют 1,33 %. Трещины с размерами до 0,047 мм составляют 0,40 %. Участки развития микропористости занимают 0,48 %.

**Внутризерновые поры:** на гистограмме количества пор различного размера основная часть (28,97 %) характеризуется размером менее 0,01 мм (рис. 4а). Удельные длины пор приходятся на промежуток 0,025-0,05 мм – 18,93 % (рис. 4в).

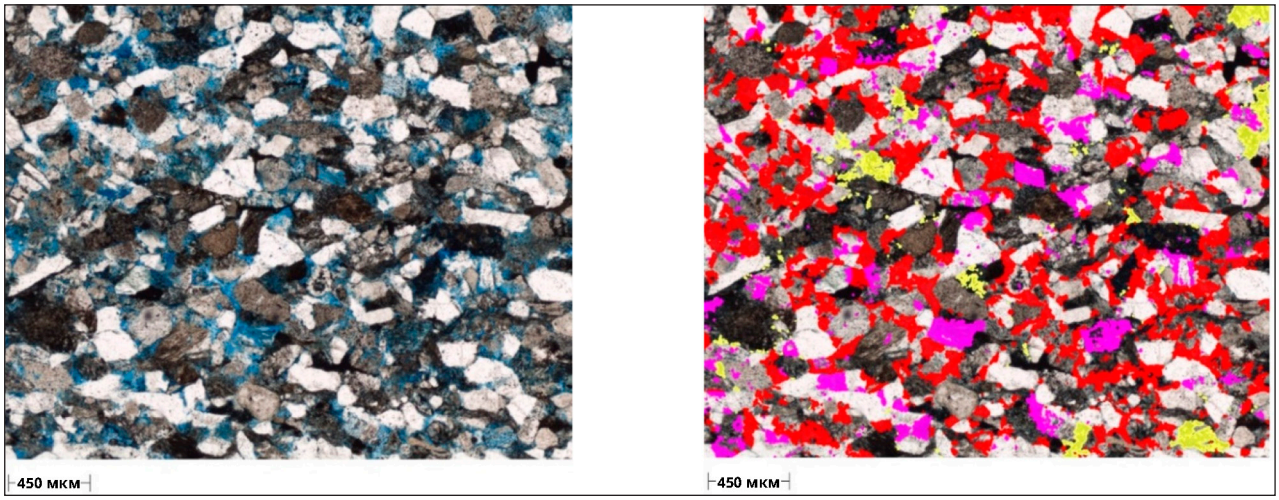



*Рис. 3. Пустотное пространство образца 73 из литотипа «Т-М». Фотографии без анализатора. Красным выделены межзерновые поры, пурпурным – внутризерновые поры, желтым – участки развития микропористости*

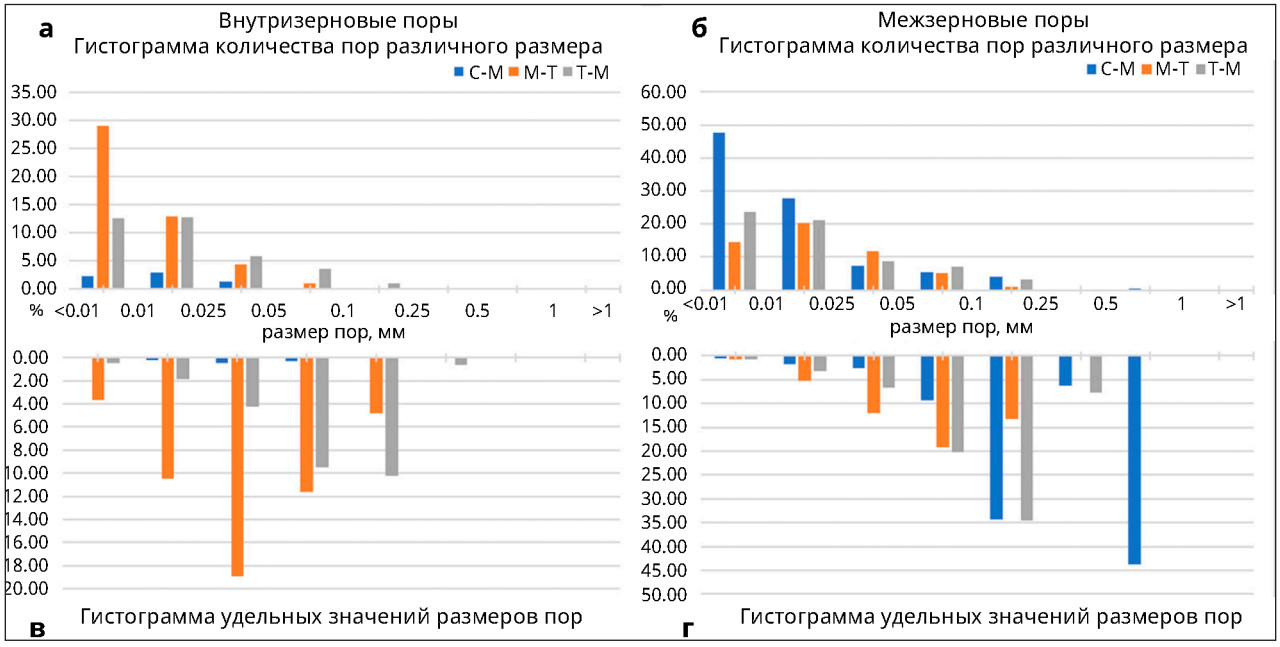



*Рис. 4. Гистограммы: а – количества пор различного размера (внутризерновые поры); б – количества пор различного размера (межзерновые поры); в – удельных значений размеров пор (внутризерновые поры); г – удельных значений размеров пор (межзерновые поры)*

**Межзерновые поры:** на гистограмме количества пор различного размера основная часть (20,3 %) характеризуется размером 0,01-0,025 мм (рис. 4б). Удельные длины пор приходятся на промежуток 0,05-0,1 мм – 19,2 % (рис. 4г).

Пористость в **литотипе «Т-М»** составляет 16,7 %, где максимальный процент (17,8 %) приходится на обр. 73. Выделяется три типа пустотного пространства: внутризерновые поры, межзерновые поры и участки развития микропористости (рис. 3). Внутризерновые поры имеют размеры 0,003-0,243 мм, их количество составляет 3,79 %. Межзерновые поры, размерами до 0,27 мм составляют 11,65 %. Участки развития микропористости – 1,26 %.

**Внутризерновые поры:** на гистограмме количества пор различного размера основная часть (12,82 %) характеризуется размером 0,01-0,025 мм (рис. 4а). Удельные длины пор приходятся на промежуток 0,1-0,25 мм – 10,22 % (рис. 4в).

**Межзерновые поры:** на гистограмме количества пор различного размера основная часть (23,69 %) характеризуется размером менее 0,01 мм (рис. 4б). Удельные длины пор приходятся на промежуток 0,1-0,25 мм – 34,58 % (рис. 4г).

## Сопоставление структуры пустотного пространства литотипов

Сравнивая долю каждого типа пустотного пространства, выявлено, что в литотипах «С-М» и «Т-М» преобладает межзерновой тип пор (рис. 5). При этом в литотипе «С-М» доля внутризерновой пористости крайне несущественна, а в литотипе «Т-М» выше, составляет 23 % (рис. 6).

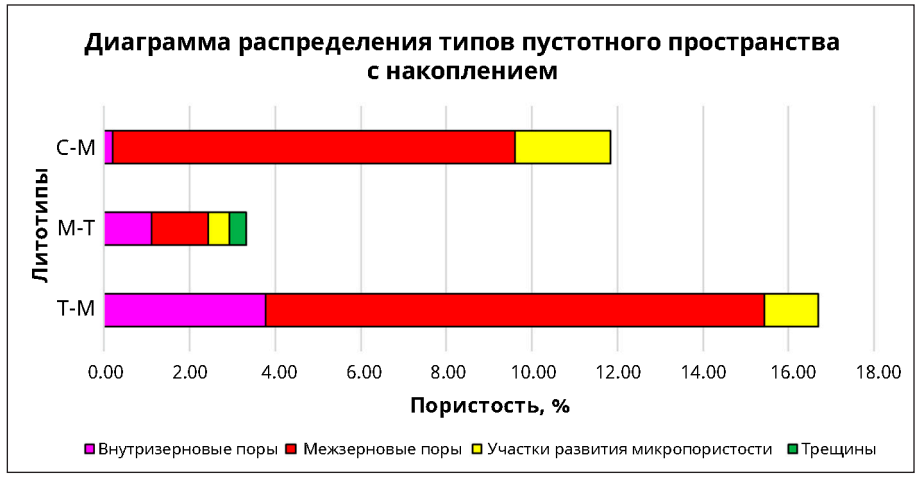



*Рис. 5. Типы пустотного пространства в рассматриваемых литотипах*

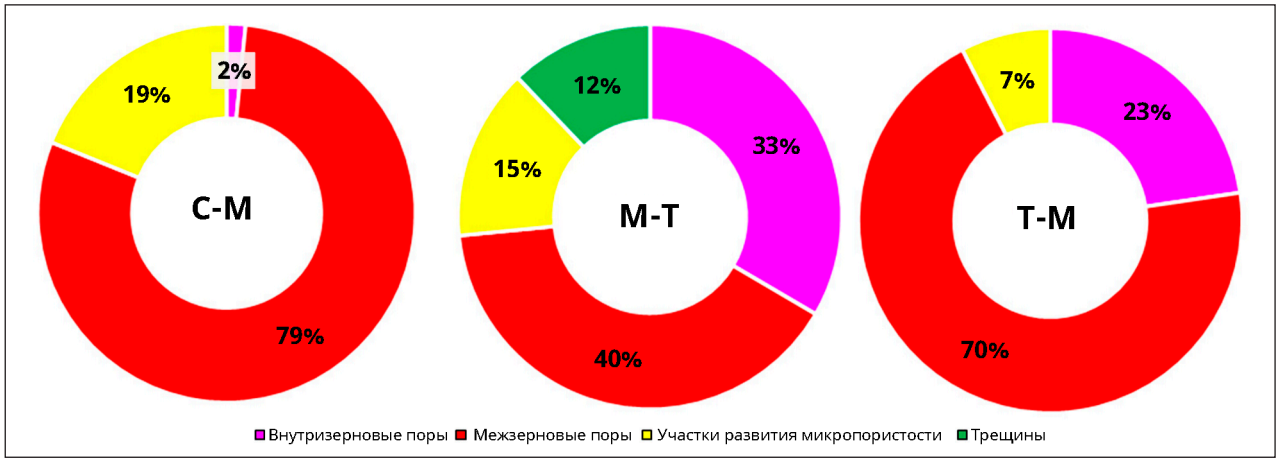



*Рис. 6. Относительная доля типов пустот*

Пустотное пространство литотипа «М-Т» отличается присутствием четвертого типа пористости – трещин, процентное относительное содержание которых 12 %. Межзерновой и внутризерновой типы пор в данном литотипе внесли почти равнозначный вклад (40 и 33 % соответственно) в общую пористость.

Участки развития микропористости во всех трех литотипах не играют первостепенной важности, однако в литотипе «С-М» доходят до 19 относительных процентов, за счет пленочно-порового каолинитового цемента с характерной микропористостью между чешуйками.

В гистограммах количества пор различного размера (рис. 4а, б) в целом наблюдается одномодальное распределение и преобладают поры размером до 0,025 мм. В гистограммах удельных значений размеров (рис. 4в, г) пор наблюдается противоположное распределение – наибольший процент межзерновых пор литотипов «С-М» и «Т-М» в диапазоне 0,05-1 мм. Для внутризерновых пор литотипа «М-Т» наблюдается пик в диапазоне 0,025-0,05 мм с одномодальным нормальным распределением. Для литотипа «Т-М» наблюдается пик 0,1-0,25 мм с резким усечением.

## Заключение

Исследования проведены на основании изучения керна тюменской свиты Заозерной скважины 1. Выводы сделаны на основе литологического описания пород и результатах исследования структуры пустотного пространства по методике image-анализа.

Охарактеризованы три литотипа песчаников на примере 9 образцов пород, которые имеют различные характеристики и параметры пустотного пространства.

Литотип «С-М» представлен песчаником средне-мелкозернистым, грауваккковым аркозом, с пленочно-поровым глинистым (каолинитово-гидрослюдистым), реже поровым сидеритовым цементом. Многие зерна ПШ в значительной степени изменены вторичными процессами (пелитизация, серицитизация, реже выщелачивание). Пористость составляет 11,84 %. Выделяется три типа пустотного пространства: внутризерновые и межзерновые поры, а также участки развития микропористости. Внутризерновые поры имеют размеры 0,003-0,062 мм, их количество составляет 0,19 %. Межзерновые поры размерами до 0,364 мм составляют 9,42 %. Участки развития микропористости занимают 2,24 %.

Литотип «М-Т» представлен песчаником мелко-тонкозернистым, грауваккковым аркозом, с пленочно-поровым глинистым (каолинитовый, гидрослюдистый), порово-коррозионным кальцитовым, реже поровым сидеритовым цементом. Многие зерна ПШ в значительной степени изменены вторичными процессами (пелитизация, серицитизация, выщелачивание). Пористость составляет 3,32 %. Выделяется четыре типа пустотного пространства: внутризерновые и межзерновые поры, трещины, участки развития микропористости. Внутризерновые поры имеют размеры 0,001-0,07 мм, их количество составляет 1,11 %. Межзерновые поры размерами до 0,077 мм составляют 1,33 %. Трещины с раскрытием до 0,047 мм составляют 0,4 %. Участки развития микропористости занимают 0,48 %.

Литотип «Т-М» представлен песчаником тонко-мелкозернистым, по вещественному составу грауваккковый аркоз, с пленочно-поровым глинистым (каолинитовым, гидрослюдистым), реже участками поровым сидеритовым цементом. Отмечается средняя и сильная степень изменения зерен полевых шпатов, обломки подвержены активному выщелачиванию, пелитизированы, серицитизированы. По данным image-анализа, пористость составляет 16,7 %. Выделяется три типа пустотного пространства: внутризерновые и межзерновые поры, а также участки развития микропористости. Внутризерновые поры имеют размеры 0,003-0,243 мм, их количество составляет 3,79 %. Межзерновые

поры размерами до 0,27 мм составляют 11,65 %. Участки развития микропористости занимают 1,26 %.

Таким образом, во всех рассматриваемых литотипах отмечаются межзерновые и внутризерновые типы пор, а также участки развития микропористости. В литотипе «М-Т» выделен четвертый тип пустотного пространства, представленный трещинами.

Наибольший вклад в общую пористость во всех литотипах внесли межзерновые поры. Прослеживается взаимосвязь гранулометрического состава пород и размера межзерновых пор. Размеры пор сопоставимы со средним размером зерен литотипа. Соответственно более крупнозернистые песчаники обладают более крупными размерами межзерновых пор.

Степень развития внутризерновых пор напрямую обусловлена активностью процесса выщелачивания, проявленного в различной степени во всех трех литотипах. Выщелачивание отмечается преимущественно по обломкам полевых шпатов, развивается по спайности до частичного и реже полного растворения зерен, реже встречается по микротрещинам в зернах кварца.

Участки развития микропористости приурочены, главным образом, к цементирующей части пород. Основным процессом, отрицательно сказывающимся на ФЕС пород, является образование диагенетического глинистого цемента – гидрослюдистого и каолинитового. Для диагенетического каолинита характерно наличие тонкой пористости, на что указывает слабая пропитка его скоплений окрашенной смолой.

В литотипе «М-Т» отмечается развитие небольших участков с кальцитовым цементом, образующимся также в результате диагенетических преобразований, который частично сокращает первичное межзерновое пространство породы.

Среди рассмотренных в работе литотипов лучшими характеристиками пустотного пространства обладают литотипы «С-М» и «Т-М», что обусловлено, во-первых, их более хорошими гранулометрическими показателями, во-вторых, связано с более активными процессами выщелачивания. Литотип «М-Т» обладает более низкими параметрами пустотного пространства, что связано с мелко-тонкозернистой структурой породы и развитием диагенетических преобразований, сокращающих первичное пустотное пространство.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Солонин, С. И.** Метод гистограмм: учебное пособие / С.И. Солонин. – Екатеринбург: ЦНОТ ИТОО УрФУ, 2014. – 97 с. – Текст : непосредственный.

2. Методика измерений размерных характеристик пустотного пространства в прокрашенных петрографических шлифах методом оптической микроскопии. – ООО «СИАМС», Екатеринбург, 2018. – 17 с.

3. **ВНИГНИ**: сайт. – 2022. – URL: https://vnigni.ru/tpost/3r7bujyhc1-zaozernaya-parametricheskaya-skvazhina-n.

4. **ГЕОНЕДРА**: сайт. – 2020. – URL: https://geonedra.ru/2020/tyumenskaya-svita-perspektivy.

УДК 553.08(470.56)

# ПРИЗНАКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФЛЮИДНЫХ РАЗГРУЗОК НА ОСАДОЧНЫЕ ТОЛЩИ ОРЕНБУРГСКОЙ РАДИАЛЬНО-КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ

**Е.А. Данилова**[1,2]

*[1] Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения Российской академии наук, [2] Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого Уральского отделения Российской академии наук, г. Екатеринбург*

Трещиноватость и вторичные процессы играют значительную роль в породах осадочного чехла Оренбургской радиально-концентрической структуры (ОРКС), выявленной в 2021 году, что свидетельствует о тектонической активности региона и гидротермальных процессах, происходящих в земной коре. Целью представленной работы стало изучение керна 319 скважин, пройденных бурением в пределах структуры, для обнаружения в породах признаков флюидных разгрузок. Изучение подсолевых отложений показало, что самые значительные преобразования под воздействием флюидов претерпели карбонатные породы, преимущественно доломиты. В них часто встречаются волнистая или «плойчатая» слоистость, стилолитовые швы, причудливые текстуры и интервалы брекчий. В соленосных отложениях также отмечаются плойчатые текстуры, столбчато-зубчатые стилолитовые швы, брекчирование, перемешивание ангидритов, карбонатов и битуминозно-глинистого материала. Соляные структуры, купола и грады, возникшие в результате соляного диапиризма, самый значимый результат поступления гидротермальных флюидов в соленые толщи по глубинным разломам. Надсолевые отложения в меньшей степени подверглись флюидным разгрузкам, в них также отмечаются флюидальные текстуры и развитие вторичных процессов по трещинам. Автором сделан вывод о том, что флюидные гидротермальные процессы, вероятно, способствовали формированию и перераспределению залежей углеводородов в пределах Оренбургской радиально-концентрической структуры.

*Оренбургская радиально-концентрическая структура, гидротермальные процессы, признаки флюидных разгрузок, формирование залежей углеводородов*

# SIGNS OF THE IMPACT OF FLUID DISCHARGES ON THE SEDIMENTARY STRATA OF THE ORENBURG RADIAL-CONCENTRIC STRUCTURE

**E.A. Danilova**[1,2]

*[1]Institute of Geophysics. Yu.P. Bulashevich, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Russia, Yekaterinburg, [2] Institute of Geology and Geochemistry Academician A.N. Zavaritsky Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg*

Fracturing and secondary processes play a significant role in the rocks of the sedimentary cover of the Orenburg radial-concentric structure revealed in 2021, which indicates the tectonic activity of the region and hydrothermal processes occurring in the earth's crust. The purpose of the presented work was to study the core of 319 wells drilled within the structure to detect signs of fluid discharge in rocks. The study of subsalt deposits has shown that the most significant transformations under the influence of fluids have undergone carbonate rocks, mainly dolomites. They often have wavy or «flat» layering, stylolite seams, fancy textures and breccia intervals. In the salt-bearing deposits, there are also flat textures, columnar-toothed stylolite seams, brecciation, mixing of anhydrites, carbonates and bituminous-clay material. Salt structures, domes and grads that have arisen as a result of salt diapirism are the most significant result of the entry of hydrothermal fluids into salt strata through deep faults. The suprasalt deposits have been less subjected to fluid unloading, they also show fluid textures and the development of secondary processes along cracks. It is concluded that fluid hydrothermal processes probably contributed to the formation and redistribution of hydrocarbon deposits within the Orenburg radial-concentric structure.

*Orenburg radial-concentric structure, hydrothermal processes, signs of fluid discharge, formation of hydrocarbon deposits*

В породах осадочного чехла верхнепротерозойско-четвертичного возраста ($Pr_2$—Q) юго-запада Оренбургской области значительную роль играют трещиноватость и вторичные процессы. Развита вторичная пористость, кавернозность. Каверны выполнены кристаллическим кальцитом, доломитом. Повсеместно отмечаются интервалы, содержащие включения пирита. По трещинам развита кальцитизация, ангидритизация, доломитизация, сульфатизация и битуминозность [5]. Все это говорит о тектонической активности данного района и о протекающих гидротермальных процессах в тектонически ослабленных зонах [1]. Некоторые исследователи считают, что метаморфические процессы в породах осадочного чехла Русской платформы осуществляются за счет гидротермальных вод и глубинных рассолов, которые в эпохи тектонической активности мигрируют по проницаемым зонам и разломам из фундамента [9], сформировавшегося во время архейского этапа и представленного гнейсовым комплексом. В 2021 году с помощью авторского метода по сейсмотектоническим данным в фундаменте юго-запада Оренбургской области была выявлена Оренбургская радиально-концентрическая структура (ОРКС) [6, 7]. К радиальным и концентрическим разломам ОРКС приурочены месторождения углеводородов (УВ). Целью представленной работы стало изучение керна 319 скважин, пройденных бурением в пределах ОРКС, для обнаружения в породах осадочного чехла признаков флюидных разгрузок.

## Признаки поступления гидротермальных флюидов в осадочных породах ОРКС

Флюид — это жидкая, газово-жидкая или газовая среда в соединении с другими химическими элементами, в различные эпохи тектонической активности, поступающая под давлением из фундамента в породы осадочного чехла [9]. Таких эпох на изучаемой территории было несколько: байкальская, каледонская, герцинская и альпийская. Каждая считается временем крупных тектонических катаклизмов, блоковых движений и генеральных перестроек [8]. Если флюидные палеоразгрузки во время тектонических движений имели место, то должны были остаться их следы. Рассмотрим наличие признаков флюидных разгрузок, соответствующих атласу структур и текстур флюидно-эксплозивных пород [10], в трех комплексах осадочного чехла: подсолевом ($Pr_2$—$P_1$a-ar), соленосном ($P_1$k) и надсолевом ($P_1$u—Q).

### Подсолевые отложения

В пределах ОРКС о составе рифейских и вендских отложений практически ничего не известно. Породы ордовика, силура, девона представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками, мергелями, известняками и доломитами. Встречаются интервалы доломитов с неясно линзовидно-слоистой, волокнисто-пятнистой текстурой, скорлуповато-плитчатых аргиллитов. Отмечаются зеркала скольжения, стилолитовые швы, признаки вторичных процессов, брекчирование, узорчатая структура за счет неравномерной перекристализации, пятнистость, битуминозность, интервалы с выпотами нефти и запахом газа по трещинам.

Породы нижнего карбона сложены в основном доломитами и глинисто-карбонатными разностями. Отмечаются признаки тектонических деформаций и вторичных процессов: «вторичные каверны», «зеркала скольжения», включения тонкокристаллического пирита, брекчирование, стилолитовые швы, битуминизация, включения и гнезда ангидрита, трещины, заполненные доломитом, кальцитом. Породы среднего карбона в целом представлены карбонатными отложениями. Отмечаются также «зеркала скольжения», перекристаллизация, следы миграции УВ в виде линейно расположенных темных полос, содержащих остаточные битумы, трещины, заполненные УВ. В известняках башкирского яруса открыто множество залежей УВ, во многих скважинах ОРКС отмечались

признаки нефтенасыщения. Верхний карбон представлен карбонатно-глинистыми отложениями, переслаиванием аргиллитов, вторичных доломитов брекчиевидного облика, известняков, силицитов. Породы неравномерно перекристаллизованы, частично окремнены, пропитаны буровато-черным битуминозным органическим веществом. Считается, что карбонатно-глинистая пачка среднего и верхнего карбона является покрышкой для залежей нефти и газа в пластах башкирского яруса.

К подсолевым отложениям относят ассельско-артинские породы нижней перми, представленные переслаиванием известковистых, битуминозных и глинистых доломитов, известняков и ангидритов. В породах также развиты вторичные процессы, брекчирование. В отложениях данных стратонов открыто наибольшее количество залежей УВ, в том числе уникальное Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ), относящееся к центру ОРКС.

В целом, изучение керна подсолевых отложений показало, что самые значительные преобразования под воздействием флюидов здесь претерпели карбонатные породы, преимущественно доломиты. В них часто встречаются волнистая или «плойчатая» слоистость (рис. 1а), причудливые текстуры и интервалы брекчий (рис. 1б), подобные представленным в атласе структур и текстур флюидно-эксплозивных пород [10]. В карбонатах и аргиллитах отмечаются светлые «скорлуповидные рогульки», похожие на характерные структуры флюидных потоков [10] (рис. 1в). Встречаются брекчии с примесью битуминозно-глинистого материала, стилолитовыми швами (рис. 1г), включениями и пятнами удлиненно-округлой формы (рис. 1д), ориентированными, вероятно, в направлении флюидного потока [10]. Отмечаются вертикальные контакты темных и светлых доломитов (рис. 1е).

## Соленосные отложения

Кунгурский ярус в пределах ОРКС представлен чередованием пластов каменной соли и ангидритов и служит мощной покрышкой для залежей ассельско-артинского возраста. В платформенной части ОРКС в составе филипповского горизонта кунгурского яруса часто выделяется пачка «плойчатые доломиты», сложенная, как правило, известняками доломитизированными и доломитами замещения (рис. 2а). В породах пласта отмечаются включения и прослои сульфатных пород, в основном ангидритов. Название «плойчатые» доломиты получили за счет одноименной текстуры, субгоризонтальной линзовидно-пологоволнистой слоистости. В керне пласта иногда обнаруживают запах УВ, выпоты нефти по порам и пузырьки газа. При испытании отложений филипповского горизонта в пределах изучаемой территории во многих скважинах имели место положительные результаты [4]. Пласт «плойчатые» доломиты является продуктивным в Филипповской газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой ОНГКМ.

В соленосных отложениях, как и в подсолевых, заметные преобразования под воздействием флюидов претерпели карбонаты. В них имеют место плойчатые текстуры, столбчато-зубчатые стилолитовые швы (рис. 2б), брекчирование (рис. 2в), перемешивание ангидритов, карбонатов и битуминозно-глинистого материала (рис. 2г). В керне солевых отложений ОРКС обнаруживаются флюидальные текстуры, с однонаправленным расположением крупных и мелких пятен (рис. 2д). Отмечаются причудливые контакты белого ангидрита и серого доломита (рис. 2е).

Формирование соляных структур кунгурского возраста, имеющих широкое распространение на изучаемой территории, связывают с альпийскими движениями [3]. Соляные структуры, купола и грады, возникшие в результате соляного диапиризма, это самый значимый результат поступления гидротермальных флюидов в соляные толщи по глубинным разломам. Однако, в керне сложно зафиксировать следы флюидодинамики,

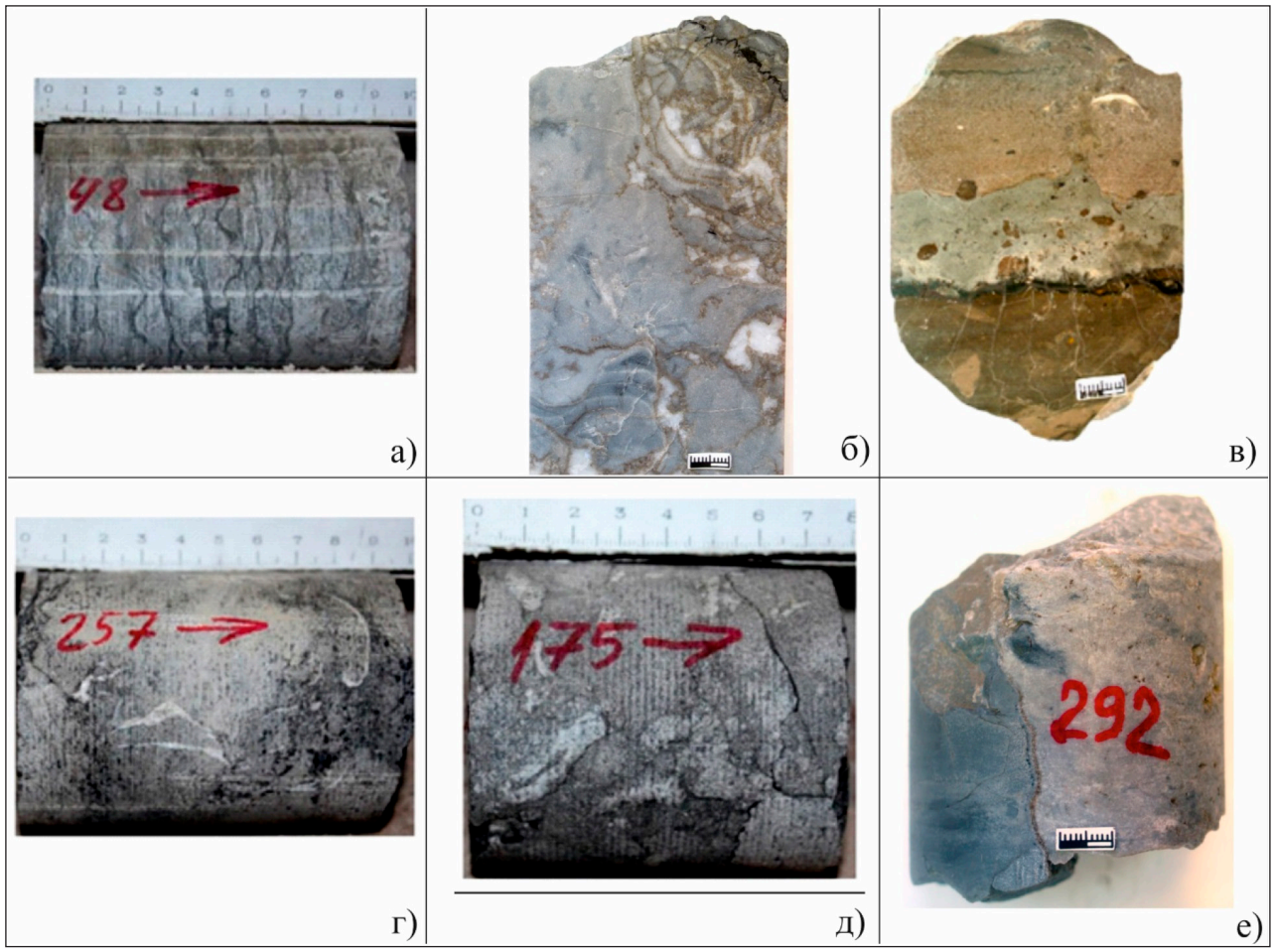



*Рис. 1. Признаки воздействия флюидных разгрузок в подсолевых отложениях: а) доломит ангидритовый светло-серый плотный с волнистой слоистостью, подчеркнутой глинистым материалом (скв. 2 Каинсайская, $D_3fm$, глубина 6172 м); б) доломит вторичный тонкозернистый серый с узорчатой текстурой, с инкрустационными полостями удлиненной формы, выполненными белым крупнокристаллическим доломитом (скв. Вершиновская 501, $D_1vz$-kv, глубина 6702 м); в) контакт брекчиевидного известняка и глинистого брекчированного прослоя (скв. 161 Кзылобинская, $P_1a$, глубина 5012 м); г) известняк темно-серого цвета доломитизированный мелкозернистый с примесью глинистого материала и тонкими стилолитовыми швами (скв. 1 Нагумановская, $C_1s$, глубина 5983 м); д) известняк темно-серого, черного цвета глинистый мелкозернистый с прослоями черного аргиллита (скв. 1 Нагумановская, $C_1s$, глубина 5560 м); е) контакт темно-серого тонко-зернистого доломита и светлого кавернозного мелкозернистого доломита (скв. Вершиновская 501, $D_1vz$-kv, глубина 6534 м)*

соли практически не сохранили первичные залегания и текстуры, так как пластичны, имеют свойство «течь», «залечивать» полости и тектонические нарушения.

## Надсолевые отложения

Надсолевые отложения ОРКС представлены уфимско-кайнозойской пестроцветной толщей – неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, аргиллитов, пропластков карбонатных пород, мергелей, мела. Встречаются гнезда и пропластки сульфатов и галита. В керне надсолевых отложений ОРКС обнаруживаются флюидальные текстуры (рис. 3а, 3б) [10]. Отмечаются вертикальные контакты солей и ангидритов, ожелезненных и неожелезненных песчаников (рис. 3г, 3д).

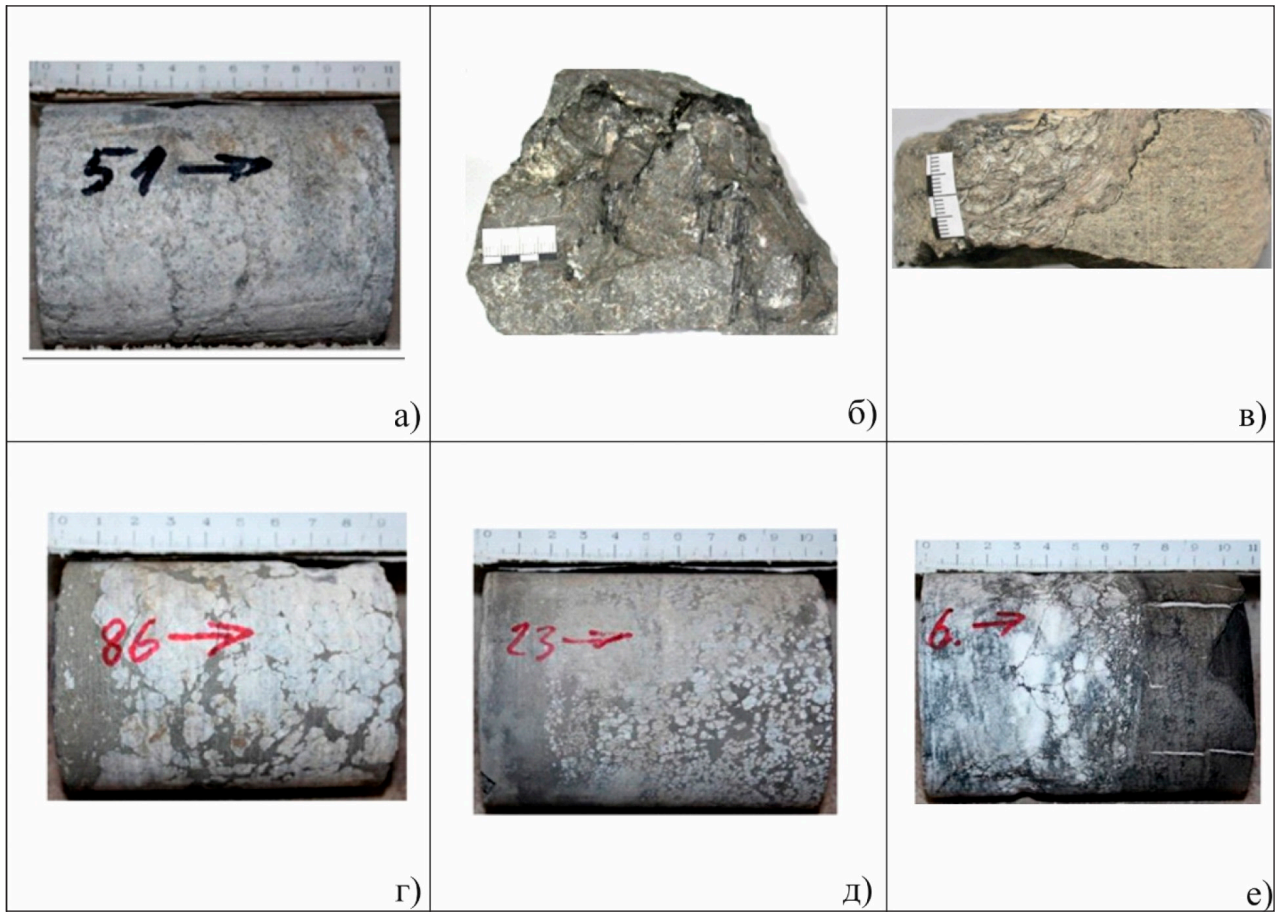



*Рис. 2. Признаки воздействия флюидных разгрузок в соленосных отложениях: а) доломит плотный светло-серого цвета тонкокристаллический с горизонтально-волнистой слоистостью (скв. 1-Ф Оренбургская, $P_1fl$, глубина 1781 м); б) столбчато-зубчатые стилолитовые швы в известняке (скв. 22 Нагумановская, $P_1k$, глубина 4160 м); в) прослой брекчированной сульфатной породы, ограниченный битумными стилолитами (скв. 22 Нагумановская, $P_1k$, глубина 4167 м); г) перемешивание ангидрита и породы темно-серого, черного и красно-коричневого цвета с преобладанием ангидрита (скв. 1 Южно-Линевская, $P_1k$, глубина 5945 м); д) известняк доломитовый светло-буровато-серого цвета, массивный (скв. 2 Каинсайская, $P_1k$, глубина 5638 м); е) контакт белого ангидрита мелкокристаллического и серого пелитоморфного доломита (скв. 2 Каинсайская, $P_1k$, глубина 5000 м)*

Данный комплекс на территории ОРКС в отношении нефтегазоносности практически не изучен. Хотя, например, в соседнем Казахстане из мезозойских пластов ведется добыча нефти уже достаточно давно и успешно. Нефтяные месторождения Жаксымай, Шубаркудук, Каратюбе и Кенкияк приурочены к солянокупольным структурам, представляют собой результат вторичной вертикальной миграции УВ, связаны с формированием соляных структур и сопровождающим его трещинообразованием [2].

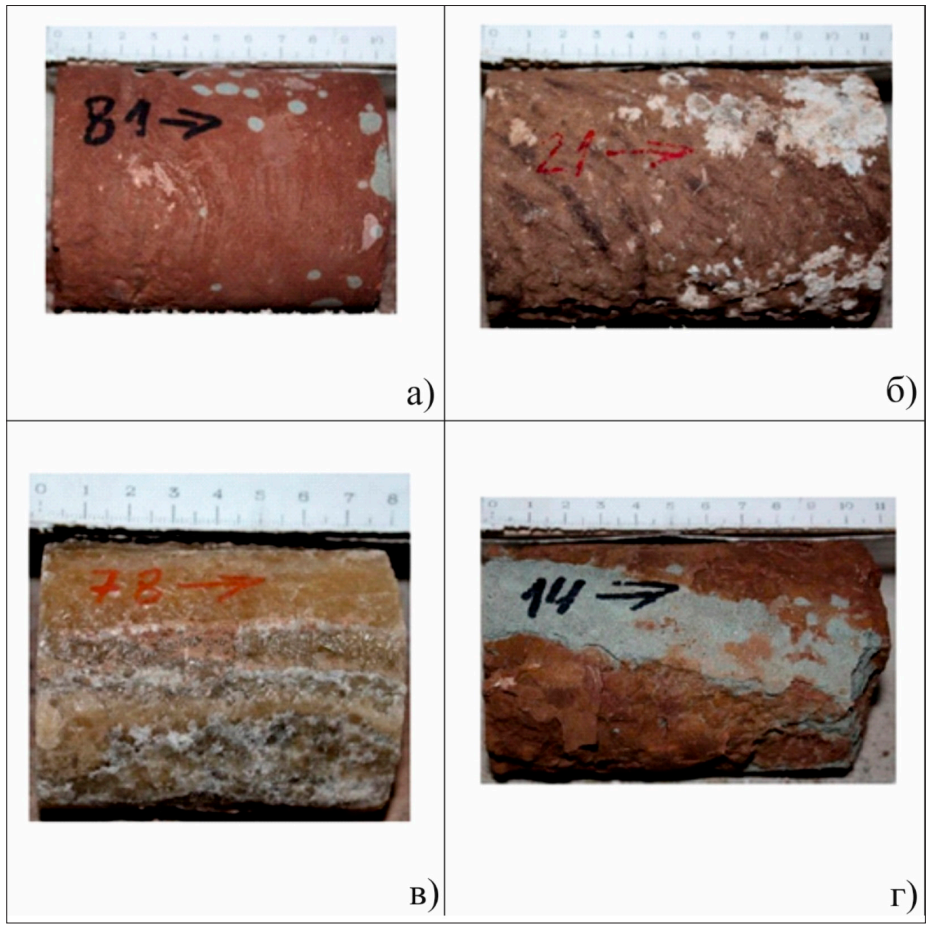



*Рис. 3. Признаки воздействия флюидных разгрузок в надсолевых отложениях: а) алевролит глинистый комковатый ожелезненный красновато-серого цвета с пятнами алевролита доломитового серого цвета (скв. 201 Каинсайская, $P_2ur$, глубина 2271,11 м); б) песчаник темно-коричневый с прослоями алевролита коричневого и с вкраплениями каменной соли (скв. 1 Нагумановская, $P_2kz$, глубина 1501 м); в) вертикальный контакт соли слабо буроватого цвета крупнокристаллической плотной с ангидритом серым мелкокристаллическим (скв. 1 Нагумановская, $P_1u$, глубина 3005 м); г) вертикальный контакт песчаника мелко-среднезернистого, слабоуплотненного без ясно выраженной слоистости красновато-серого цвета с ожелезнением и без ожелезнения (скв. 201 Каинсайская, Т, глубина 1140 м).*

## Выводы

Признаки флюидных разгрузок были обнаружены во всех комплексах осадочного чехла ОРКС. В подсолевом разрезе самым значительным преобразованиям под воздействием флюидов подверглись карбонатные породы. На это указывают их вторичные волнистые, брекчиевидные текстуры и причудливые узорчатые структуры. Породы соленосного комплекса претерпели наиболее сильные изменения от флюидных разгрузок: образовались соляные купола и гряды, произошло перемешивание и брекчирование пород. Надсолевые отложения в меньшей степени подверглись флюидным разгрузкам, но и в них отмечаются флюидальные текстуры и развитие вторичных процессов по трещинам. Флюидные гидротермальные процессы, вероятно, способствовали миграции УВ, формированию или перераспределению залежей УВ в пределах ОРКС.

**Финансирование. Исследования выполнены в рамках тем №1021052504590-8-1.5.4 государственного задания ИГГ УрО РАН и № АААА-А19-119072990020-6 государственного задания ИГГ УрО РАН.**

ЛИТЕРАТУРА

1. **Багдасарова, М. В.** Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа / М.В. Багдасарова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 42-46.

2. **Бакиров, К. Х.** Вертикальная миграция углеводородов и прогноз крупных перспектив промышленной нефтегазоносности пермотриасового комплекса отложений Прикаспийской впадины / К.Х. Бакиров, С.К. Курманов, М.А. Чимбулатов [и др.]. – Алма-Ата : Актюбинская геофизическая экспедиция, 1992. – 215 с. – Текст : непосредственный. – С. 27-74.

3. **Горожанина, Е. Н.** Тектоническое строение и нефтегазоносные комплексы зоны сочленения Соль-Илецкого свода и Предуральского прогиба / Е.Н. Горожанина, В.М. Горожанин. – Текст : непосредственный // Фундаментальные проблемы тектоники и геодинамики. Материалы LII Тектонического совещания. – Москва : ООО Издательство «Геос», 2020. – С. 195-199.

4. **Данилова, Е. А.** Песпективы нефтегазоносности отложений филипповского горизонта северо-восточного обрамления Прикаспийской впадины / Е.А. Данилова. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 9. – С. 48-50.

5. **Данилова, Е. А.** Формирование трещинных коллекторов в Оренбургском Приуралье / Е.А. Данилова. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 12. – С. 21-25.

6. **Данилова, Е. А.** Соляные структуры осадочного чехла Русской платформы как отражение возможных геодинамически активных очагов генерации УВ в фундаменте (на примере Оренбургской области) / Е.А. Данилова. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика юга России. – 2021. – Т. 11. – № 3. – С. 33-44.

7. **Данилова, Е. А.** Радиально-концентрические структуры в фундаменте древней платформы и условия возникновения очагов генерации углеводородов: реконструкция по сейсмотектоническим данным / Е.А. Данилова. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2022. – № 3. – С. 36-49.

8. **Донцкевич, И. А.** Основные этапы истории развития в фанерозое юго-восточной окраины Волго-Уральской антеклизы / И.А. Донцкевич. – Текст : непосредственный // Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – Ред. А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов. – Оренбург: Оренбургское книжное изд-во, 1998. – С. 18-22.

9. **Флоровская, В. Н.** Углеродистые вещества в природных процессах. Избранные труды / В.Н. Флоровская. – М: ГЕОС, 2003. – 228 с. – Текст : непосредственный.

10. **Якобсон, К. Э.** Атлас структур и текстур флюидно-эксплозивных пород / К.Э. Якобсон, А.П. Казак, Н.Н. Копылова, В.Ф. Проскурнин, Е.В. Толмачева. – Санкт-Петербург: Государственное геологическое унитарное предприятие СП «Минерал», 2011. – 79 с.

УДК 550.8:528(470.56)

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ И РАЙОНИРОВАНИЯ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ПРИ БУРЕНИИ «ЗАРЕЗОК» БОКОВЫХ СТВОЛОВ В СКВАЖИНАХ

**Е.А. Данилова**[1,2]

*[1] Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения Российской академии наук, [2] Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого Уральского отделения Российской академии наук, г. Екатеринбург*

В 2020 году выполнено районирование Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по горно-геологическим условиям строительства скважин на площади. Для оценки достоверности результатов был проведен анализ полученных в 2021 году геолого-геофизических и промысловых данных в процессе бурения «зарезок» боковых стволов в ранее пробуренных скважинах восточной зоны месторождения. В работе также использовались новая интерпретация временных разрезов сейсморазведки по методу последовательных приближений и детализации, данные космических снимков. Комплексный анализ показал эффективность совместного использования вышеперечисленных инструментов для прогнозирования вероятности осложнений при бурении на залежах нефти и газа. Приведены примеры, подтверждающие данный тезис. Сделан вывод о том, что полученную методику необходимо использовать при дальнейшем геологическом изучении и освоении Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

*Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, горно-геологические условия строительства скважин, районирование, интерпретация сейсмических разрезов, «зарезка» боковых стволов, осложнение при бурении*

# USE OF SEISMIC DATA, SATELLITE IMAGERY AND ZONING OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD ACCORDING TO MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS WHEN DRILLING SIDETRACKS IN WELLS

**E.A. Danilova**[1,2]

*[1]Institute of Geophysics. Yu.P. Bulashevich, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Russia, [2] Institute of Geology and Geochemistry Academician A.N. Zavaritsky Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg*

In 2020, the Orenburg oil and gas condensate field was zoned according to the mining and geological conditions for well construction in the area. To assess the reliability of the results, an analysis was carried out of the geological, geophysical and field data obtained in 2021 in the process of drilling sidetracks in previously drilled wells in the eastern zone of the field. The work also used a new interpretation of seismic time sections using the method of successive approximations and detailing and space imagery data. A comprehensive analysis showed the effectiveness of the combined use of the above tools for predicting the likelihood of complications when drilling in oil and gas deposits. Examples are given to support this thesis. It is concluded that the method obtained should be used in further geological exploration and development of the Orenburg oil and gas condensate field.

*Orenburg oil and gas condensate field, mining and geological conditions of well construction, zoning, interpretation of seismic sections, sidetracking, drilling complications*

## Введение

В 2020 году было выполнено районирование Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) по горно-геологическим условиям строительства 1207 скважин на площади 1418,6 км$^2$ на основе информационного анализа сейсмогеологических данных (кластерный анализ, метод максимальной энтропии и нейронная сеть) [3, 4]. Составлена электронная база по осложнениям при бурении, из которых отмечались следующие: рапопроявления (56 скважин), поглощение бурового раствора (264 скважины), газопроявления (37 скважин), водопроявления (23 скважины), каверны (8 скважин), грифонообразования (4 скважины), сужения ствола (7 скважин), а также его искривления (4 скважины). Было отмечено, что преобладающим типом осложнений на ОНГКМ является поглощение бурового раствора и большая часть подобных осложнений приурочена к надсолевым терригенным отложениям татарского, уфимского и казанского возраста. Большое количество поглощений бурового раствора отмечалось также в продуктивных карбонатах каменноугольного и нижнепермского возраста. Поглощения бурового раствора наблюдались и при строительстве скважин в соленосных отложениях кунгурского яруса, карбонатных девонских и терригенных ордовикских. Рапопроявления отмечались в основном при проходке соленосной толщи кунгурского возраста. В процессе бурения газовых и газоконденсатных скважин фиксировались газо- и водопроявления различной интенсивности. Газопроявления чаще наблюдались в продуктивных карбонатных нижнепермских отложениях, а водопроявления – в соленосных отложениях кунгурского яруса. Реже отмечались сужения стволов скважин, их искривления, кавернообразование, грифонообразование. Районирование ОНГКМ было проведено по вероятности осложнений при бурении скважин по всему разрезу в целом и по отдельным толщам.

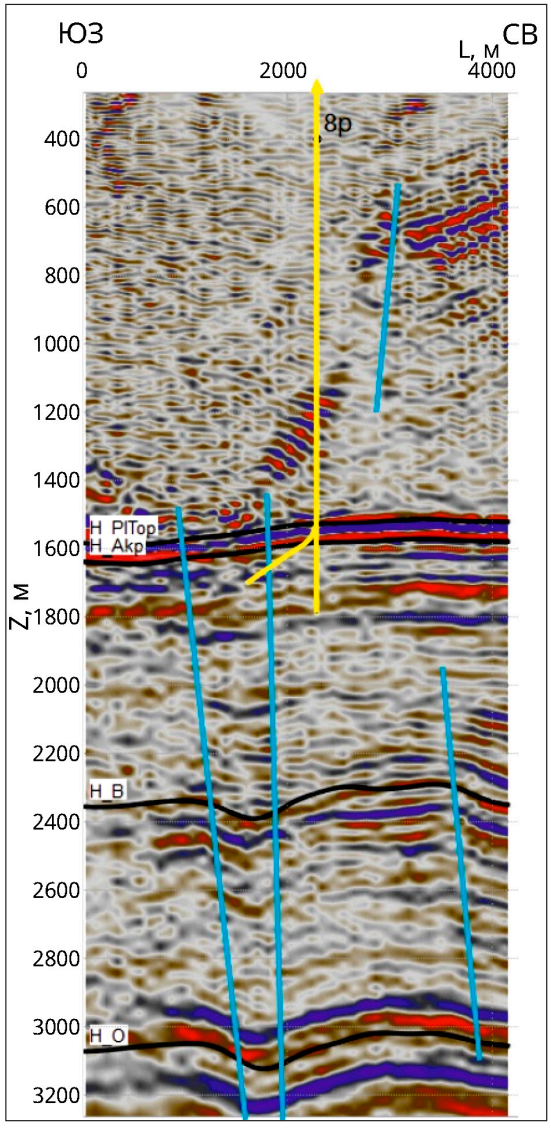



*Рис. 1. Интерпретация временного разреза через скв. 8Р*

В 2021 году выполнялось восстановление продуктивности отложений ОНГКМ методом «зарезки» бокового ствола в ранее пробуренных скважинах восточной зоны месторождения. Это дало возможность провести анализ полученных результатов районирования с учетом новой интерпретации временных разрезов сейсморазведки МОГТ-3D по методу последовательных приближений и детализации [1, 2] и данных космических снимков.

## Анализ результатов

Прогноз вероятности осложнений при бурении [3] оказался достоверным. Так, например, согласно районированию, участок строительства скважины 8Р характеризуется плохими условиями для бурения, вероятность осложнений составляет 80 %. Судя по волновому полю, скважина заложена в сложной тектонической

обстановке (рис. 1). Это дает основание предполагать возможность осложнений при бурении на глубинах 1500-1800 м (по вертикали), что и было подтверждено результатами строительства бокового ствола скважины в апреле – мае 2021 года. Здесь неоднократно происходили затяжки инструмента, выходы газированных пачек промывочной жидкости с высоким содержанием углеводородов (УВ), а также поглощение промывочной жидкости. «Зарезка» бокового ствола проводилась преимущественно в юго-западном направлении и на глубине примерно 1700 м (по вертикали) скважина могла пересечь зону тектонического разлома (рис. 1). На космическом снимке восточнее места строительства скважины фиксируется русло реки, протекающей субмеридионально, что свидетельствует о наличии на данном участке ослабленной тектонической зоны. В итоге направление бурения бокового ствола было выбрано оптимально. Но, возможно, северное направление с точки зрения вероятности отсутствия осложнений при бурении было бы эффективнее. Газонасыщенные коллекторы артинских отложений нижней перми встречены бурением в интервале 1719,7-2265,1 м, представлены известняками, доломитизированными известняками с прослоем ангидрита в верхней части. Эффективная мощность коллекторов по стволу составила 232 м, дебит – 75 тыс. м$^3$/сут ($P_{раб}$=31 кгс/см$^2$).

Восстановление продуктивности скважины 392 методом «зарезки» бокового ствола было выполнено в июне – июле 2021 года. Вертикальный ствол был пробурен в 1979 году, при забое 768 м в отложениях иренского горизонта здесь отмечалось рапопроявление интенсивностью 1-2 м$^3$/час. Район строительства скважины характеризуется неплохими условиями для бурения [3], вероятность осложнений составляет 50 %. Судя по волновому полю, скважина заложена в районе развития цветковой неотектонической структуры [1] (рис. 2). Это дает основание предполагать возможность осложнений при бурении в южном направлении на глубинах 1400-1500 м (по вертикали), так как скважина могла пересечь зону тектонических разломов. Что и было подтверждено результатами строительства скважины в юго-западном направлении. Здесь неоднократно происходили поглощения промывочной жидкости, посадка инструмента и выходы газированной пачки промывочной жидкости с высоким содержанием УВ. На космическом снимке южнее места строительства скважины зафиксировано русло реки, протекающей в субширотном направлении, что может также свидетельствовать о развитии тектонически ослабленных зон аналогичного простирания. Вероятно, северо-восточное направление бурения бокового ствола с точки зрения вероятности

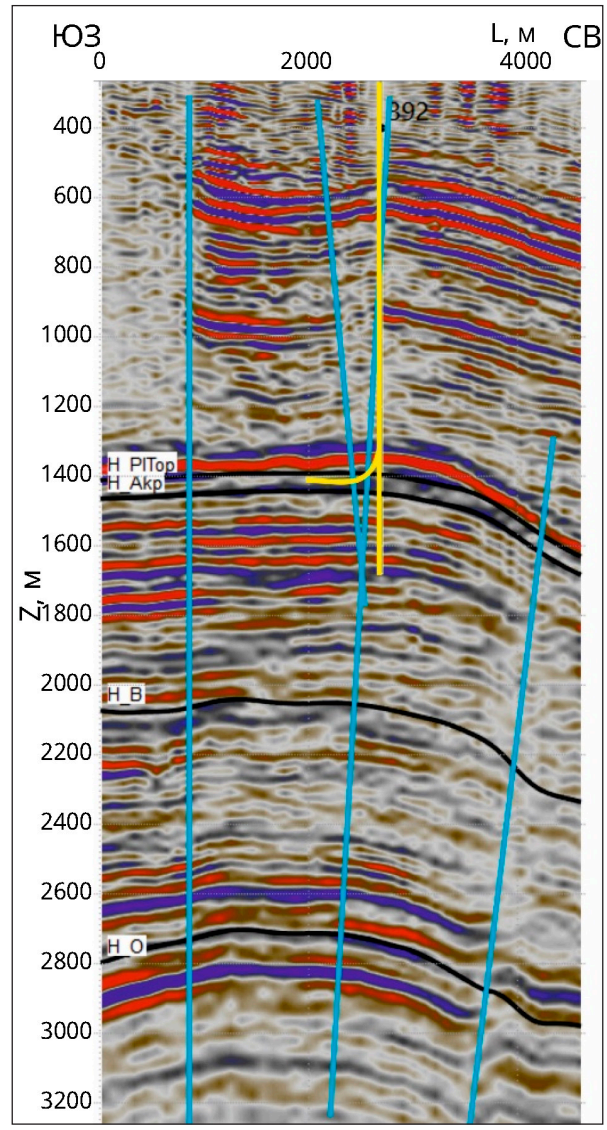



*Рис. 2. Интерпретация временного разреза через скв. 392*

отсутствия осложнений было бы эффективнее. Как бы то ни было, газонасыщенные коллекторы пласта «плойчатые доломиты» саранинского горизонта нижней перми, сложенные известняками и слабо доломитизированными известняками, вскрыты в интервале 1506,4-2097,1 м (по стволу). Эффективная мощность коллекторов по стволу составила 94,4 м, дебит – 16 тыс. м$^3$/сут ($P_{раб}$=50,4 кгс/см$^2$).

Восстановление продуктивности скважины 603 методом «зарезки» бокового ствола было выполнено в июне – июле 2021 года. Район строительства скважины характеризуется отличными условиями для бурения [3]. Вероятность осложнений составляет 10-20 %. Космический снимок демонстрирует хорошие геологические условия для строительства. Но, судя по волновому полю, есть основание предполагать возможность осложнений при бурении в северном и восточном направлениях на глубинах 1500-1700 м (по вертикали), так как скважина могла пересечь зону тектонического разлома (рис. 3). Это было подтверждено результатами строительства скважины в северо-восточном направлении. Здесь неоднократно происходили затяжки, посадки бурового инструмента и поглощение промывочной жидкости. Возможно, юго-западное направление с точки зрения вероятности отсутствия осложнений при бурении, было бы эффективнее. В итоге строительства бокового ствола газонасыщенные коллекторы пласта артинского яруса нижней перми, сложенные известняками, вскрыты в интервале 1684,5-2181,5 м

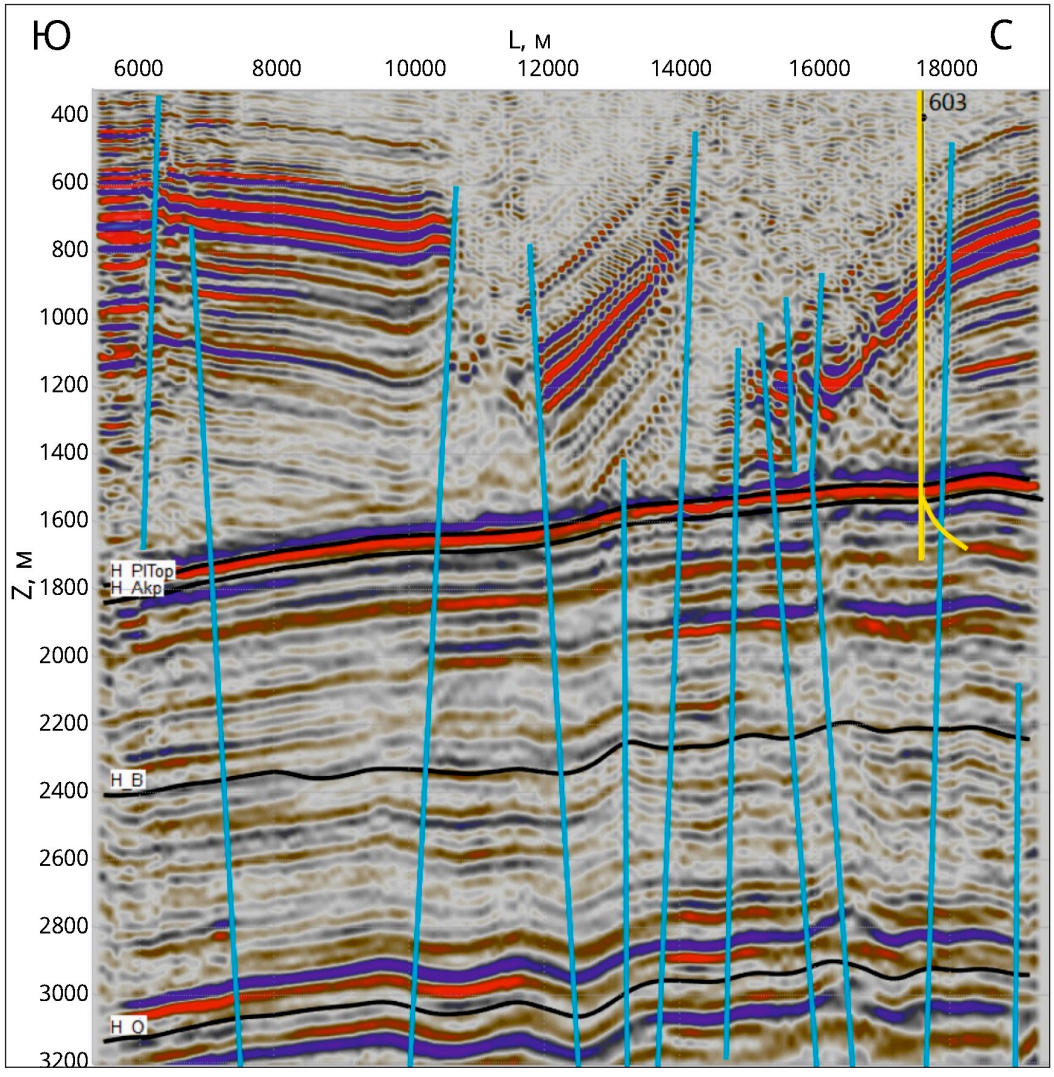



*Рис. 3. Авторская интерпретация временного разреза через скв. 603*

(по стволу). Эффективная мощность коллекторов по стволу составила 236 м, дебит – 32 тыс. м$^3$/сут ($P_{раб}$=42 кгс/см$^2$).

Восстановление продуктивности скважины 644 методом «зарезки» бокового ствола было выполнено в августе – сентябре 2021 года. Район строительства скважины характеризуется средними условиями для бурения [3]. Вероятность осложнений составляет 50-60 %. В надсолевых отложениях существует вероятность поглощения бурового раствора, в подсолевых – газопроявления и поглощения бурового раствора до полного. Космический снимок места строительства скважины демонстрирует хорошие геологические и природные условия для буровых работ. При бурении скважины 644 в 1976 году осложнений отмечено не было. Судя по волновому полю, она заложена в районе развития присдвиговой неотектонической цветковой структуры [1] (рис. 4). По субмеридиональному разрезу видно, что траектория ствола проходит по самому перегибу слоев в подсолевых отложениях, который соответствует глубинному разлому в фундаменте. Это дает основание предполагать возможность осложнений при бурении практически по всей длине скважины вплоть до ордовикских отложений и глубже. Строительство горизонтального ствола велось в восточном направлении, осложнения в виде затяжек и посадок бурового инструмента и выходов газированных пачек промывочной жидкости с высоким содержанием УВ начались с глубины около 1800 м (по стволу). В процессе бурения на глубине 2019 м зафиксировано полное катастрофическое поглощение бурового раствора с интенсивностью 10 м$^3$/час в объёме 2,5 м$^3$. Кроме

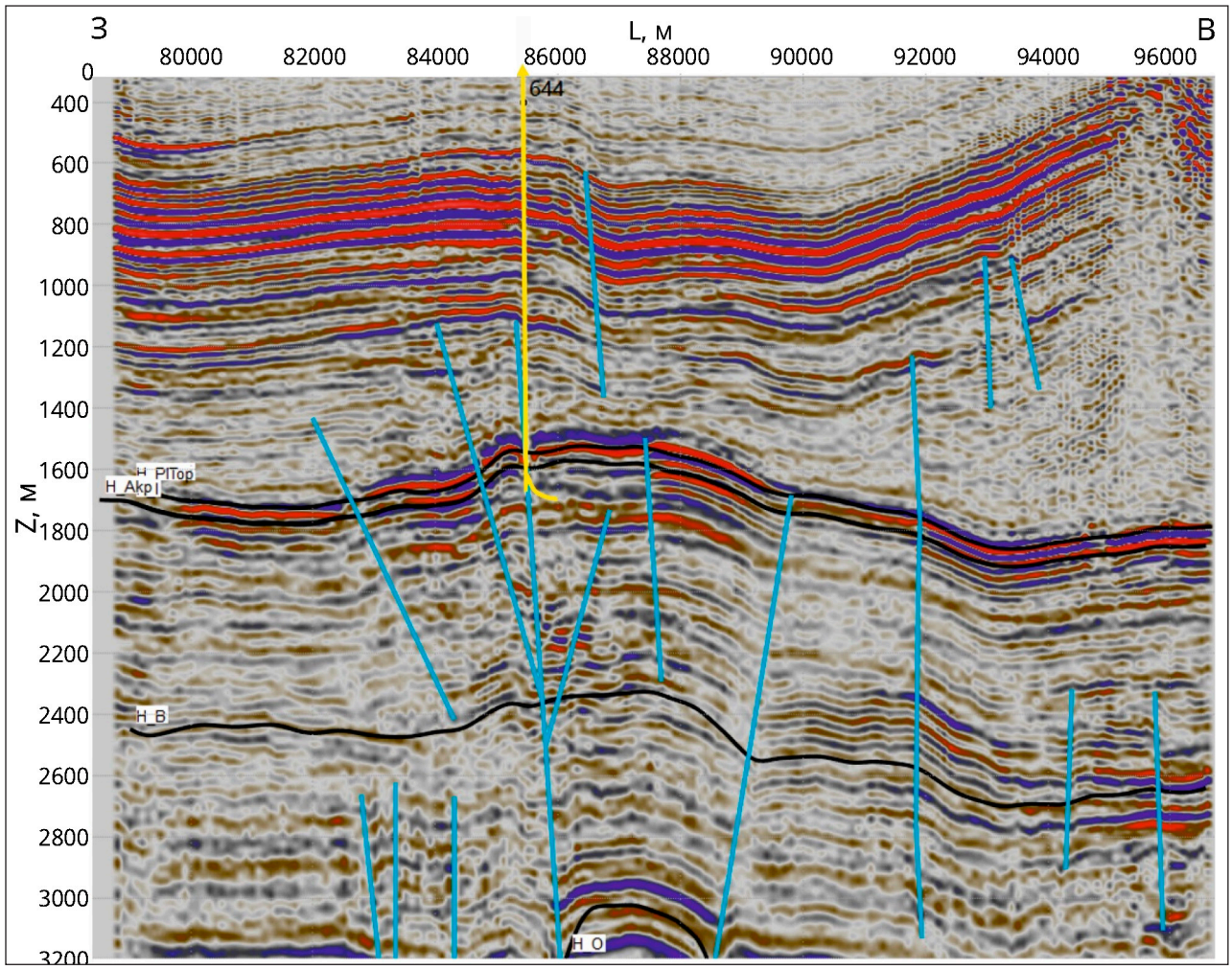



*Рис. 4. Интерпретация временного разреза через скв. 644*

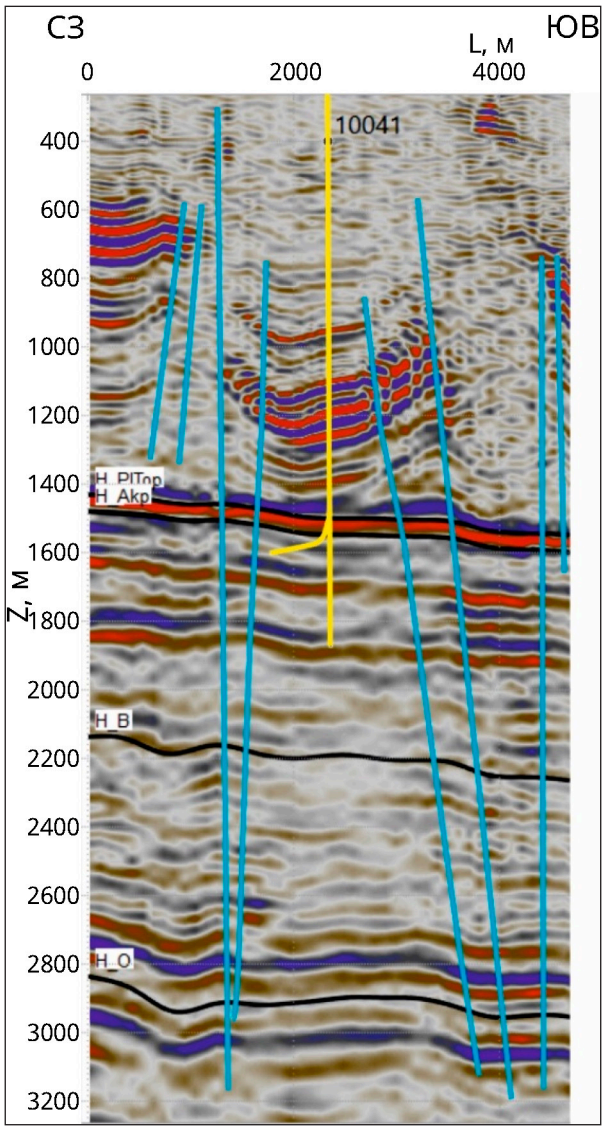



*Рис. 5. Интерпретация временного разреза через скв. 10041*

того, отмечено снижение давления на входе со 120 до 40 атм. Для ликвидации поглощения производилась закачка кольматационной пачки объемом 10 м$^3$, но результат оказался отрицательным. Ввиду отсутствия перспектив борьбы с поглощением в горизонтальном стволе было принято решение о прекращении проводки скважины и переходу к её освоению. Возможно, южное или юго-восточное направление с точки зрения вероятности отсутствия осложнений при бурении было бы эффективнее. В итоге строительства бокового ствола газонасыщенные коллекторы пласта артинского яруса нижней перми, сложенные известняками участками доломитизированными с прослоем карбонатно-сульфатных пород, вскрыты в интервале 1705,3-1990,4 м (по стволу). Эффективная мощность коллекторов по стволу составила 145,2 м, дебит – 10 тыс. м$^3$/сут ($P_{раб}$=29 кгс/см$^2$).

Восстановление продуктивности скважины 10041 методом «зарезки» бокового ствола было выполнено в мае – июле 2021 года. Район строительства скважины характеризуется отличными условиями для бурения [3], вероятность осложнений составляет не более 10 %. Судя по волновому полю, скважина заложена в пределах единого тектонического блока (рис. 5). Строительство горизонтального ствола велось в северном направлении без серьезных осложнений. Лишь на глубине 1641-2218 м (по стволу) имели место затяжка и посадка бурового инструмента. Таким образом, направление бурения бокового ствола было выбрано оптимально. Газонасыщенные коллекторы артинских отложений нижней перми встречены в интервале 1691,8-2216 м (по стволу), представлены известняками участками доломитизированными. Эффективная мощность коллекторов по стволу составила 219 м, дебит – 22 тыс. м$^3$/сут ($P_{раб}$=30 кгс/см$^2$).

## Выводы

Комплексный анализ полученных геолого-геофизических и промысловых данных в процессе «зарезки» боковых стволов в скважинах восточной зоны ОНГКМ, результатов районирования месторождения по горно-геологическим условиям строительства скважин, новой интерпретации временных разрезов сейсморазведки МОГТ-3D по методу последовательных приближений и детализации, данных космических снимков показал эффективность совместного использования вышеперечисленных инструментов для прогнозирования вероятности осложнений при бурении на залежах нефти и газа. Полученную методику необходимо использовать при дальнейшем геологическом изучении и освоении ОНГКМ.

**Благодарности. Автор выражает благодарность ООО «Газпром добыча Оренбург» (г. Оренбург, Россия) за предоставленные материалы.**

**Финансирование. Исследования выполнены в рамках тем № 1021052504590-8-1.5.4 государственного задания ИГ УрО РАН и № АААА-А19-119072990020-6 государственного задания ИГГ УрО РАН.**

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Данилова, Е. А.** Присдвиговые цветковые структуры юго-запада Оренбургской области / Е.А. Данилова. – Текст : непосредственный // Региональная геология и металлогения, 2020. – № 82. – с. 60-68.

2. **Данилова, Е. А.** Радиально-концентрические структуры в фундаменте древней платформы и условия возникновения очагов генерации углеводородов: реконструкция по сейсмотектоническим данным / Е.А. Данилова. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2022. – № 3. – С 36-49.

3. **Ефимов, А. Г.** Изучение Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения информационно-аналитическими методами / А.Г. Ефимов, С.К. Самарцев, Е.А. Данилова, А.А. Драгунов, С.В. Чернов, А.М. Тюрин, В.А. Драгунов. – Текст : электронный // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: материалы XXV научно-практической конференции.– Ханты-Мансийск: АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – 2022. – с. 81-87. – URL: https://www.crru.ru/smi/XXV_NPK.zip.

4. **Самарцев, С. К.** Геодинамически активные очаги генерации углеводородов как возможные источники восполнения залежей Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / С.К. Самарцев, Е.А. Данилова, А.А. Драгунов, В.А. Драгунов. – Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 10-13.

УДК 550.837.6:550.8.02:550.8.05

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА «ГЕОЭЛЕКТРОФОРЕЗА» ДЛЯ ВЫБОРА МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

**А.Ю. Белоносов[1,2,3], А.Е. Кудрявцев[2,3]**

*[1] Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень*
*[2] Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень*
*[3] Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В 80-90-е годы XX столетия советскими учёными разработан принципиально новый источник электромагнитного поля, который создаёт в геологической среде тороидальную систему вторичных токов, где электрический вектор E направлен вертикально, а магнитный вектор H – горизонтально. Применение такого источника в электроразведке послужило становлению нового метода – «Зондирование вертикальными токами» (ЗВТ). Его авторами были получены 6 патентов в России и 2 патента в США. Метод ЗВТ был апробирован в России, США и Австралии на нефтяных и рудных месторождениях. Авторы данной публикации предположили, что, если силовые линии электрического поля *E* направлены вертикально, т.е. перпендикулярно земной поверхности, то в естественных условиях по этим силовым линиям должно осуществляться физическое явление переноса («электрофорез») мелких частиц, компонентов, макромолекул жидкой и газообразной природы размером от $10^{-9}$ до $10^{-6}$ метра под действием внешней электрической движущей силы (ЭДС). Проверка этой гипотезы, с целью поиска и разведки залежей углеводородов, была осуществлена посредством комплексирования метода ЗВТ и метода «Вариации углеводородных параметров» (ВУП) на полигоне площадью 60 км$^2$ в пределах Салымского НГР, на южном борту Нижнедемьянской малой котловины. Натурный эксперимент дал положительные результаты. Концентрации углеводородных компонентов (алканов и аренов) в приповерхностном слое увеличились в среднем в 3-5 раз. Это позволило рекомендовать отдельные мелкие антиклинальные структуры для последующего поискового бурения. Совместное применение методов ЗВТ и ВУП дало начало методу «Геоэлектрофореза», который может быть применён на поисковом этапе ГРР при прогнозе продуктивности и разбраковке выявленных сейсморазведкой структур, для локализации бурения и выявления остаточных запасов углеводородов.

*Электроразведка, круговой электрический диполь (КЭД), метод Зондирования вертикальными токами, метод Вариации углеводородных параметров, полигон, Нижнедемьянская малая котловина, концентрации углеводородов, алканы, арены, антиклинальная структура, залежь углеводородов, бурение, метод Геоэлектрофореза*

# APPLICATION OF THE GEOELECTROPHORESIS METHOD TO SELECT THE LOCATION OF PROSPECTING AND EXPLORATION WELLS

**A.Y. Belonosov[1,2,3], A.E. Kudryavtsev[2,3]**

*[1] Tyumen branch of the FBI «Territorial Fund of geological information in the Ural Federal District», Tyumen;*
*[2] West Siberian branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Tyumen; [3] Industrial University of Tyumen, Tyumen*

In the 80-90s of the XX century, Soviet scientists developed a fundamentally new power source of electromagnetic field, which creates a toroidal system of secondary currents in the geological environment, where the electric vector E is directed vertically, and the magnetic vector H is horizontal. The use of such a power source in electrical exploration lead to the formation of a new method – Sensing by vertical currents (SVT). Its authors have obtained 6 patents in Russia and 2 patents in the USA. The SVT method has been tested in Russia, the USA and Australia on oil and mineral deposits. The authors of this publication

suggested that if the lines of force of the electric field *E* are directed vertically, i.e. perpendicular to the daytime surface, then in natural conditions, the physical phenomenon of transfer («electrophoresis») of small particles, components, macromolecules of liquid and gaseous nature with a size of $10^{-9}$ to $10^{-6}$ meters under the effect of an external electromotive force (EMF). The verification of this hypothesis, in objective to search for and explore hydrocarbon deposits, was carried out by combining the SVT method and the method of Variation of hydrocarbon parameters (VUP) at a testing area of 60 km$^2$ within the Salymsky NGR, on the southern side of the Nizhnedemyanskaya small basin. The field experiment gave positive results. Concentrations of hydrocarbon components (alkanes and arenes) in the subsurface stratum increased by an average of 3-5 times. This made it possible to recommend individual small anticline structures for subsequent exploratory drilling. The combined application of the methods of SVT and VUP gave rise to the method of «Geoelectrophoresis», which can be applied at the prospecting stage GEW of prospecting in the prognosis of productivity and disassembly of structures identified by seismic exploration, for the localization of drilling and the detectment of residual hydrocarbon reserves.

*Electrical exploration, circular electric dipole (QED), method Sensing by vertical currents, method of Variation of hydrocarbon parameters, polygon, Nizhnedemyanskaya small basin, hydrocarbon concentrations, alkanes, arenas, anticlinal structure, hydrocarbon deposit, drilling, method of Geoelectrophoresis*

Подготовленные для глубокого бурения структуры с ресурсами категории $Д_0$, в настоящее время, покрываются сейсморазведочными работами 3D. При этом крупные по размерам антиклинальные структуры, как правило, распадаются на несколько средних и мелких. Возникает вопрос – на какую структуру направить поисково-разведочное бурение?

С тотальным проведением сейсморазведки 3D появилось понятие о многокупольности и мелкокупольности фонда структур на изучаемых территориях. Предполагается, что данное понятие в скором будущем будет очень актуально на западе и востоке Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО).

Не исключено, что на западе ХМАО применение сейсморазведки 3D будет иметь ограниченный характер, в силу ландшафтно-географических условий.

Возможно, на отдельных, предлагаемых «Югра-недра» лицензионных участках перед постановкой сейсморазведки 3D, возникнет необходимость в предварительной оценке нефтегазоперспективности площадей, в силу финансово-экономических причин (нерентабельность заброски и содержания сейсмопартии для отработки небольшой площади работ).

Анализируя и обобщая не полный перечень вышеупомянутых ситуаций, недропользователям для выбора местозаложения поисковых скважин предлагается проводить предварительные оценочные работы методом Геоэлектрофореза (ГЭФ).

Данный метод базируется на представлении о том, что если силовые линии электрического поля *E* направлены вертикально (перпендикулярно земной поверхности), то в естественных условиях по этим силовым линиям должен возникнуть электрокинетический эффект переноса («электрофорез») мелких частиц, компонентов, макромолекул жидкой и газообразной природы размером от $10^{-9}$ до $10^{-6}$ метра под действием внешней электрической движущей силы (ЭДС).

Впервые процесс электрофореза был описан профессорами Московского университета, членами Петербургской академии наук П.И. Страховым (доктор физики) и Ф.Ф. Рейссом (доктор химии) в 1807 году. Первая публикация об электро-кинетическом явлении электрофореза вышла в 1809 году.

В 1988 году С.С. Духиным и Н.А. Мищук теоретически был рассчитан и впоследствии подтверждён электрофорез II рода. Экспериментально было показано, что скорость протекания такого электрофореза может быть в десятки раз выше скорости классического электрофореза.

Электрофорез применяется в медицине, химии, биохимии, молекулярной биологии, экологии. Метод электрофореза позволяет разделить смеси биомолекул на фракции, макромолекулы по размерам и пространственной конфигурации, по вторичной структуре, по электрозаряду и т.д.

В 1983 году профессор Новосибирского государственного университета, главный научный сотрудник Института Нефтегазовой Геологии и Геофизики СО РАН (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) В.С. Могилатов получил авторское свидетельство о новом способе электроразведки, в котором используются возможности кругового электрического диполя (КЭД), как источника электромагнитного поля [1, 2].

Круговой электрический диполь формируется из 8 заземленных электрических линий, ток по которым (до 160 А) в верхней части осадочного чехла течёт из центра окружности. Такой источник создает в геологической среде тороидальную систему вторичных токов, где электрический вектор $E$ направлен вертикально к земной поверхности, а магнитный вектор $H$ – горизонтально. В классической электроразведке, в которой применяется «петля» (например, метод Зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ)), электрический вектор $E$ направлен горизонтально, а магнитный вектор $H$ – вертикально. Это принципиальное отличие существенно повлияло на то, что классические методы электроразведки, типа ЗСБ «не прижились» в стандартном комплексе геолого-разведочных работ (ГРР) в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне.

В 1994 году В.С. Могилатов совместно с доктором технических наук Б.П. Балашовым, ведущим научным сотрудником Сибирского НИИ Геологии Геофизики и Минерального Сырья (СНИИГГиМС, г. Новосибирск) в журнале «Физика Земли» опубликовали первую статью о методе зондирования вертикальными токами (ЗВТ), ссылаясь на ряд своих авторских свидетельств и патентов, зарегистрированных в России. Позднее, были проведены работы методом ЗВТ не только в России (Республика Татарстан), но и в Калифорнии (оформлены два патента в США), и в Австралии.

Наиболее апробирована, в настоящее время, разновидность ЗВТ-М, давшая положительные результаты при исследованиях на поиск залежей углеводородов [3, 4]. Природа сигналов в ЗВТ-М и измеряемые электромагнитные параметры не связаны с удельным электрическим сопротивлением среды или параметрами поляризации в области скопления углеводородов, а заключаются в участии магнитного поля Земли (посредством эффекта Лоренца) при формировании магнитного сигнала в области измененных пород над залежью [3]. Таким образом, площадной сигнал, получаемый при ЗВТ, отражает наличие эпигенетических горных пород (в виде ореола), преобразованных под действием вертикальной миграции углеводородов (УВ) от залежи к земной поверхности. При этом, эти ореолы отражают лишь статическую стадию вертикальной миграции УВ от залежи, а не динамическую. В настоящий момент не известно, продолжается ли вертикальная миграция УВ от залежи, и эпигенетическая перестройка вещества вышележащих пород или нет. Не исключено, что под действием изменения напряженно-деформационного состояния геологической среды залежь УВ могла деградировать, трансформироваться и занять другое пространственное положение, а зафиксированный методом ЗВТ ореол остаться на прежнем месте. Например, на Краснооктябрьском месторождении нефти (Республика Татарстан), на котором проводились опытно-методические работы методом ЗВТ, была зафиксирована следующая ситуация [4]. В пределах выявленной сейсморазведкой антиклинальной структуры были пробурены разведочные и эксплуатационные скважины (получены притоки нефти из одного или двух пластов), местоположения которых соответствовали фоновым, а не аномальным значениям параметра по результатам ЗВТ. Данный факт свидетельствует о том,

что углеводородный поток из залежей УВ ещё не сформировал ореол эпигенетических вышележащих пород.

Результаты ЗВТ, безусловно, являются полезными и необходимыми для выбора местоположения поисковых или разведочных скважин, но для минимизации ошибки они обязательно должны быть верифицированы методом, отражающим вещественный состав ископаемого продукта. В данном случае – это наземные исследования быстроизменяющихся углеводородных газообразных и/или парообразных параметров и показателей, так как их обнаружение подтверждает динамическую стадию эпигенетического процесса. Многочисленными исследованиями показано, что площадные поля концентраций УВ-компонентов достаточно чувствительны к различному роду внешних и внутренних воздействий, особенно в зонах развития систем трещин и разломов различного порядка [5, 6, 7, 8].

Ранее, сотрудниками ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» была предпринята попытка сопоставить результаты ЗВТ с материалами стандартной однократной наземной геохимической съёмки, которая опережала постановку геоэлектрических исследований. Сравнительному анализу были подвергнуты материалы по следующим месторождениям: Акбязовскому, Краснооктябрьскому, Малокирменскому, Шадкинскому, Шийскому, Шуганскому, Южно-Цыганскому, а также по Суенглинскому и Нурманскому поднятиям. Совпадение прогнозных нефтеперспективных участков составило порядка 75-80 %. Такой высокий процент сходимости результатов однократной геохимии и ЗВТ может быть объяснён малоглубинностью залежей УВ (на территории Татарстана основные продуктивные пласты находятся на глубине 800-1200 метров), что существенно облегчает их обнаружение различными нефтегазопоисковыми методами. Кроме этого отмечено, что площадь перспективных геохимических аномалий оказалась приблизительно в 1,5-2 раза больше, чем площадь исследуемых антиклинальных структур. Перспективные аномалии ЗВТ менее подвержены данному фактору, но и их следует рассматривать не как локальные аномалии, а как зоны. Вполне логично, что при пересечении таких обширных зон по геохимии и ЗВТ процент совпадения будет возрастать, а реальный процент прогнозной продуктивности при разбуривании скважинами – снижаться.

Комплексирование таких нефтегазопоисковых методов как ЗВТ и геохимия должно происходить совместно уже на стадии полевых работ. При этом, если измерить концентрации УВ-газов и/или УВ-паров до, в процессе и после возбуждения геологической среды вертикальными электрическими токами, то с определённой уверенностью можно зафиксировать локальные участки принудительной вертикальной миграции УВ-компонентов от залежи.

В ХМАО залежи нефти расположены на глубинах в среднем ниже 2500 метров, что существенно осложняет их поиск, в отличие от поиска залежей в Татарстане.

В I квартале 2022 года, впервые в Западной Сибири, на небольшом полигоне площадью 60 км$^2$ были проведены совместные полевые опытно-методические работы методами ЗВТ и Вариации углеводородных параметров (ВУП), с целью обнаружения залежей УВ в интервале от 0 до 3300 метров. В пределах полигона расположены три антиклинальные структуры (одна – средняя по размерам и две – мелких), подготовленные к бурению.

Полигон расположен в Западно-Сибирской НГП, во Фроловской НГО, Салымском НГР, на южном борту Нижнедемьянской малой котловины.

На полигоне были организованы режимные пункты наблюдения (РПН) для мониторинга концентраций УВ-компонентов в приповерхностных отложениях. Кроме исследований на РПН, в районе антиклинальных структур (выявленных сейсморазведкой 2D), была организована рядовая сеть геохимических пунктов наблюдения, состоящая

из трёх геохимических профилей. В рядовых пунктах наблюдения этих профилей из мелких обсаженных геохимических скважин пробы отбирались до начала работы КЭД, в процессе работы и после завершения работы КЭД. В кратчайшие сроки, периодически во время полевых работ, отобранные геохимические пробы доставлялись в физико-химическую лабораторию Западно-Сибирского филиала ИНГГ СО РАН (г. Тюмень) и геохимическую лабораторию Института Геологии и Нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета (ИГиН ТИУ, г. Тюмень) на хроматографические анализы. Полевые работы продолжались три недели.

Концентрации УВ-компонентов в ходе работ ЗВТ изменялись скачкообразно с небольшим отклонением от общего устойчивого тренда на увеличение. Скачки (сначала на уменьшение концентраций УВ-компонент, затем – на резкое увеличение) были связаны с отключением/включением КЭДа, и, как следствие, с временным отсутствием силовых линий вертикального электрического вектора *E* электромагнитного поля.

Выдвинутое авторами статьи предположение о том, что «эффект электрофореза» может проявиться в верхней части осадочного чехла – подтвердилось.

В процессе натурного эксперимента концентрации УВ-газов и УВ-паров выросли: для метана – в 4,3 раза; этана – 3,4 раза; пропана – 1,5 раза; бутана – 11 раз; пентана – 3,2 раза; гептана – 3,2 раза; бензола – 5,2 раза и т.д. За две недели работы КЭДа концентрации углеводородных компонентов (алканов и аренов) в приповерхностном слое в процессе работ ЗВТ увеличились в среднем в 3-5 раз.

При анализе карт площадных концентраций УВ-компонентов был зафиксирован следующий эффект: в пределах антиклинальных структур, по периферии аномалий парообразных УВ (бензола, гексана, гептана) были зафиксированы аномалии газообразных УВ (этана, пропана, бутана и пентана), что подтверждает физико-химическую модель нефтегазовой залежи (по А.В. Петухову), опубликованную ещё в конце 80-х годов XX столетия.

По результатам полевого комплексирования методов ЗВТ и ВУП (их совместное применение дало начало развитию метода ГЭФ) из трёх антиклинальных структур для поискового бурения рекомендованы две: одна средних размеров и одна – мелкая.

Метод ГЭФ открывает для недропользователей новые возможности:

– применение метода в условиях многокупольности и мелкокупольности перспективных горизонтов;

– применение метода в сложных ландшафтно-географических условиях, где проведение сейсморазведочных работ ограниченно или невозможно;

– применение метода на поисковом этапе, с опережением сейсморазведочных работ;

– применение метода на разведочном этапе – прогноз продуктивности, разбраковка антиклинальных структур, локализация бурения;

– применение метода на эксплуатационном этапе – выявление остаточных запасов;

– применение метода не наносит урон окружающей среде.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Могилатов, В. С.** Круговой электрический диполь новый источник для электроразведки / В.С. Могилатов – Текст : непосредственный // Изв. РАН. Сер. Физика Земли. – 1992. – № 6. – С. 97-105.

2. **Могилатов, В. С.** Зондирования вертикальными токами (ЗВТ) / В.С. Могилатов, Б.П. Балашов; науч. ред. М. И. Эпов; Ин-т геофизики СО РАН. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, Фил. «Гео», 2005. – 207 с. – ISBN 5-7692-0748-5 – Текст : непосредственный.

3. **Балашов, Б. П.** Оконтуривание залежей углеводородов с использованием зондирований вертикальными токами / Б.П. Балашов, Р.С. Мухамадиев, В.С. Могилатов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2011. – № 1. – С. 61-66.

4. **Балашов, Б. П.** Результаты работ по оконтуриванию залежей нефти в Татарстане методом зондирований вертикальными токами / Б.П. Балашов, Р.С. Мухамадиев, В.С. Могилатов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2003. – № 5. – С. 47-54.

5. **Белоносов, А. Ю.** Результаты проведения геохимических нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири / А.Ю. Белоносов, А.Р. Курчиков, О.С. Мартынов, С.А. Шешуков, Р.И. Тимшанов, А.Е. Кудрявцев. – Текст : непосредственный // VIII Международный научный конгресс и выставка Интерэкспо «ГЕОСИБИРЬ-2012». Мат. Междунар. конф. «Геодезия, геоинформатика, картография, маркшейдерия». – Новосибирск. – Т.3. – 2012. – С. 220-227.

6. **Белоносов, А. Ю.** Метод вариации углеводородных параметров – новое направление нефтепоисковой геохимии / А.Ю. Белоносов, А.Р. Курчиков, А.Е. Кудрявцев. – Текст : непосредственный // Материалы IX Международного Научного конгресса «ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2013» «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология». – Новосибирск: СГГА. – Т.2. – № 1. – 2013. – С. 153-158.

7. **Белоносов, А. Ю.** Применение геохимической съемки на разных стадиях геологоразведочных работ / А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов, С.А. Шешуков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 103-109.

8. **Курчиков, А. Р.** Метод временной вариации параметров при сборе, обработке и интерпретации геохимико-геодинамических данных на стадии подготовки объектов к поисковому бурению / А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа : материалы VII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – Т.2. – 2003. – С.35-37.

УДК 553.981.1(571.121)

# МЕТАСТАБИЛЬНЫЕ ГАЗОГИДРАТЫ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА И ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВОЕНИЕ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

**С.В. Прозоров**

*ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Западно-Сибирский филиал, г.Тюмень*

На примере полуострова Ямал излагаются результаты обобщения и анализа данных о степени устойчивости газогидрат содержащих пород верхней части разреза северных территорий России, ставится вопрос о необходимости ускорения работ по извлечению приповерхностных клатратных газов.

*Газовые гидраты, клатраты, метастабильные гидраты, отходы бурения, вечномерзлые породы, управляемая дегазация*

# THE METASTABLE GAS HYDRATES OF THE UPPER PART OF THE SECTION, AND INDUSTRIAL MASTERING OF THE NORTHERN TERRITORIES

**S.V. Prozorov**

*The Federal State Budgetary Institution «State Commission on Mineral Reserves», West Siberian Branch, Tyumen*

By the example of the Yamal Peninsula, the results of synthesis and analysis of data on the stability degree of rocks containing gas hydrates of the upper part of the section in the northern territories of Russia are enunciated, the question is raised about the necessity to accelerate the extraction of near-surface clathrate gases.

*Gas hydrates, clathrates, metastable hydrates, drilling waste, permafrost rocks, managed degassing*

По геологическим меркам, сравнительно недавно, около 60 тыс. лет назад Земля испытала третье великое оледенение – Вюрм. Согласно данным М. Гросвальда в это время мощность ледникового покрова полуострова Ямал составляла от полутора километров на юге и превышала 2,5 километра на его северной оконечности. Не вдаваясь в вопросы генезиса современных многолетнемерзлых пород, являются ли они продуктом более древних процессов или реликтом ледникового щита, отмечу, что данные массы сформировали дополнительное горное давление на верхнюю часть литифицированных отложений в которых сформировались благоприятные условия для клатрации метана в недрах. Последовавшее таяние ледникового панциря и снижение горного давления привели к опусканию границы зоны стабильности газогидратов, а наличие эффекта самоконсервации и суровые климатические условия определили возможность существования реликтовых газогидратов в объеме от верхней границы стабильности газогидратов вплоть до дневной поверхности земли – зона метастабильности гидратов.

Опираясь на исследования ученых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Е.В. Перлова, Е.С. Микляева, С.А. Леонов, Е.В. Ткачёва, Ю.А. Ухова [1]), исходя из допущения, что резервуар зоны существования метастабильных газогидратов заполнен на 10 %, то его современные начальные суммарные ресурсы составляют около 80 трлн м$^3$ метана. Что,

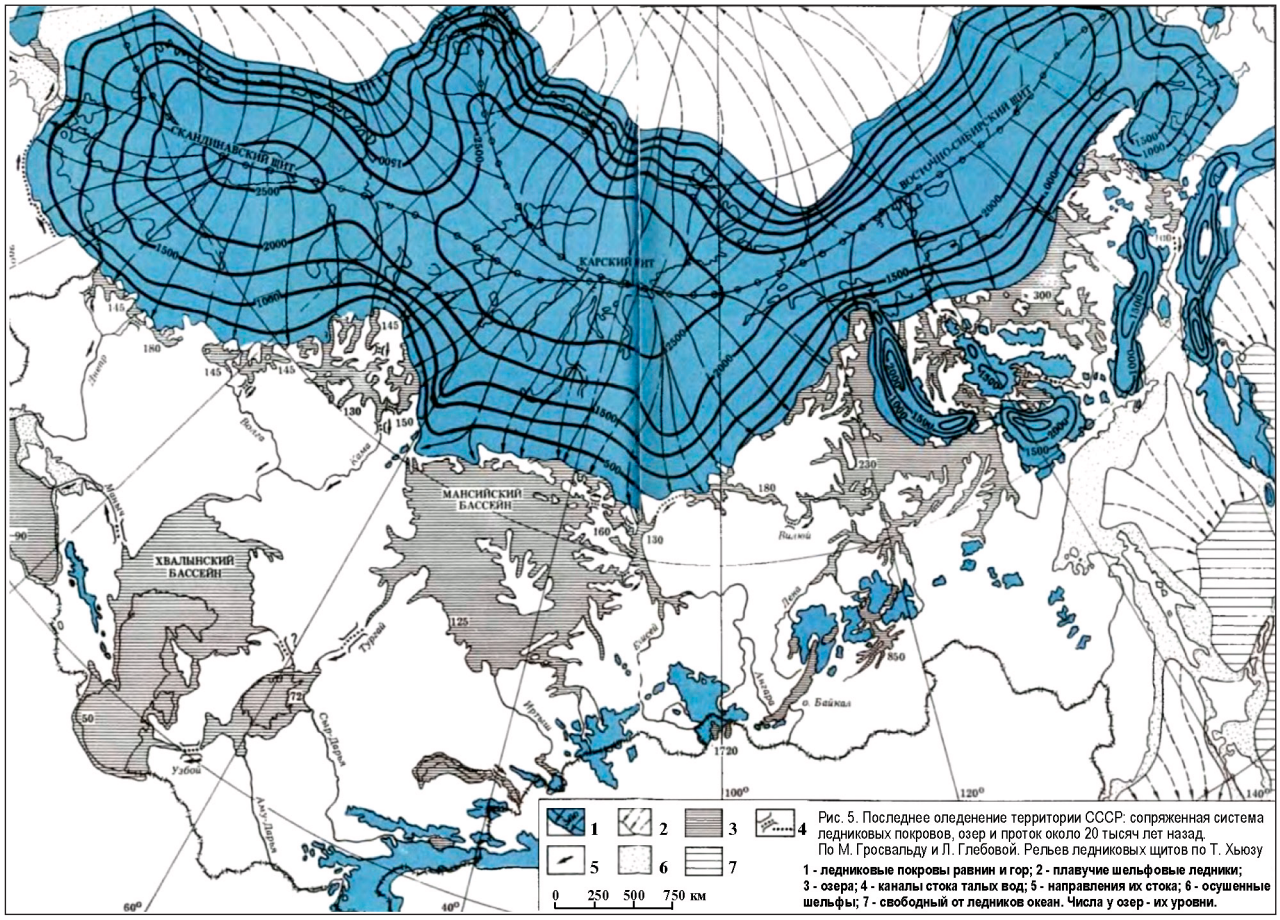



*Рис. 1. Мощность ледяного панциря в вюрме М. Гросвальд, альманах «Науки о Земле», 10/1989 [2]*

в свою очередь, по объему содержащейся в нём энергии более чем в 10 раз превышает суммарный ядерный потенциал, имеющийся сегодня на вооружении ядерных держав. Данное обстоятельство предопределяет не только высокие перспективы освоение этого объекта, но и его чрезвычайную опасность в случае неконтролируемого высвобождения клатратного газа.

Так в случае локального взрывного высвобождения газа с глубин в интервале 200-20 метров вблизи Карского побережья, более соленые относительно газогидратов воды Карского моря могут поступить в полость образовавшейся воронки и сформировать область фронтального высвобождения клатратного газа по всей толще метастабильных гидратов. Что, в свою очередь, в дальнейшем приведет к серии цепных взрывов, способных кардинально изменить физическую карту России, вплоть до полного уничтожения полуострова Ямал.

На совещании в ФБУ «ГКЗ» 19.07.2019 г., представитель ООО «Сервисный Центр СБМ» (организация, которая осуществляет постэксплуатационный мониторинг объектов захоронения буровых отходов в многолетнемерзлых породах на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении) П.В. Феденков продемонстрировал данные геотехнического мониторинга подземных резервуаров. Из представленных термограмм очевидно, что горное пространство скважины 51 МТ-1 в интервале глубин 18-38 метров, с учетом естественной минерализации, находится в благоприятных термальных условиях (более -1 град.Ц. в среднем по году) для дегазации клатратов и накопления метана в кровле межмерзлотного талика.

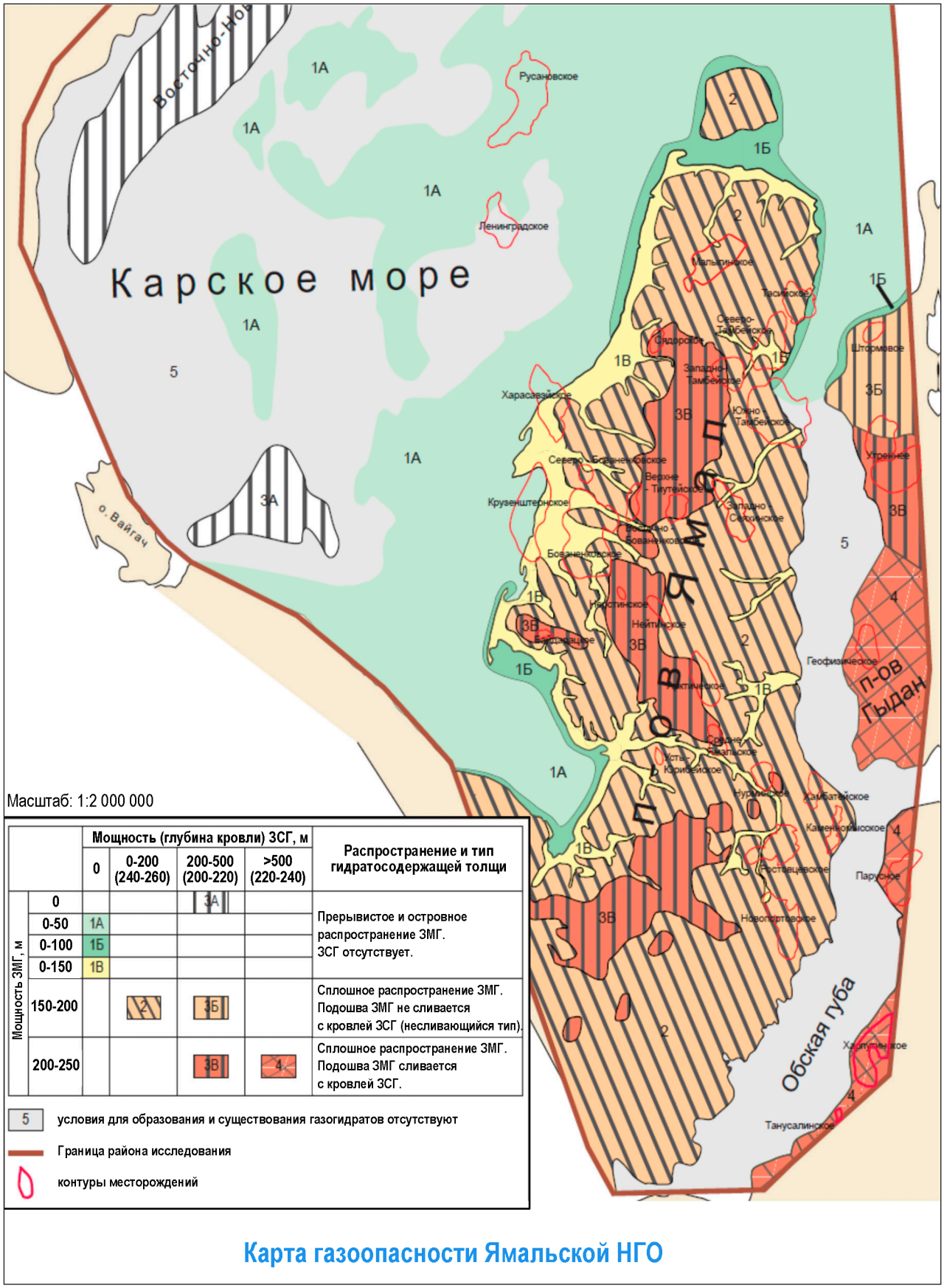



*Рис. 2. Карта газоопасности Ямальской НГО [1]*



*Рис. 3. Трубка взрывной разгрузки деклатрированного газа (Интернет, свободные данные)*

**Термокаротаж мониторинговых скважин (апрель)**

| 51 МТ-1 | | 51 МТ-2 | | 51 МТ-3 | |
|---|---|---|---|---|---|
| Глубина, м | Т, °С | Глубина, м | Т, °С | Глубина, м | Т, °С |
| 1 | -7,7 | 1 | -7,7 | 1 | -8 |
| 2 | -7,8 | 2 | -7,7 | 2 | -7,8 |
| 3 | -7,9 | 3 | -7,5 | 3 | -7,7 |
| 4 | -7,8 | 4 | -7,2 | 4 | -7,7 |
| 5 | -7,6 | 5 | -7 | 5 | -7,3 |
| 6 | -6,6 | 6 | -6,8 | 6 | -6,7 |
| 7 | -6,1 | 7 | -6,9 | 7 | -6,5 |
| 8 | -5,6 | 8 | -6,3 | 8 | -6,7 |
| 9 | -4,8 | 9 | -5,4 | 9 | -6 |
| 10 | -4,4 | 10 | -5 | 10 | -6,2 |
| 12,8 | -4,1 | 13,3 | -4,7 | 13,3 | -6,1 |
| 15,6 | -2,8 | 16,6 | -4,6 | 16,6 | -6,4 |
| 18,4 | -1 | 19,9 | -4,5 | 19,9 | -6,3 |
| 21,2 | -1,3 | 23,2 | -4,1 | 23,2 | -6,3 |
| 24 | -1,3 | 26,5 | -4 | 26,5 | -6 |
| 26,8 | -1,2 | 29,8 | -4,1 | 29,8 | -5,8 |
| 29,6 | -1,3 | 33,1 | -3,9 | 33,1 | -5,6 |
| 32,4 | -1,3 | 36,4 | -4 | 36,4 | -5,4 |
| 35,2 | -0,8 | 39,7 | -3,9 | 39,7 | -5,4 |
| 38 | -0,9 | 43 | -3,9 | 43 | -5,3 |

**Термокаротаж мониторинговых скважин (октябрь)**

| 51 МТ-1 | | 51 МТ-2 | | 51 МТ-3 | |
|---|---|---|---|---|---|
| Глубина, м | Т, °С | Глубина, м | Т, °С | Глубина, м | Т, °С |
| 1 | 3,4 | 1 | 3,5 | 1 | 3,9 |
| 2 | 1,2 | 2 | 1,4 | 2 | 1,3 |
| 3 | 0,7 | 3 | -0,3 | 3 | -0,8 |
| 4 | -0,9 | 4 | -0,7 | 4 | -1,1 |
| 5 | -1,4 | 5 | -1 | 5 | -3,1 |
| 6 | -2,1 | 6 | -1,8 | 6 | -3,3 |
| 7 | -2,1 | 7 | -2,2 | 7 | -3,2 |
| 8 | -2 | 8 | -2,7 | 8 | -4 |
| 9 | -1,7 | 9 | -3,3 | 9 | -4,1 |
| 10 | -1,5 | 10 | -3,3 | 10 | -4,4 |
| 12,8 | -1,3 | 13,3 | -4 | 13,3 | -5 |
| 15,6 | -1,1 | 16,6 | -4,3 | 16,6 | -5 |
| 18,4 | -0,9 | 19,9 | -4,2 | 19,9 | -5,1 |
| 21,2 | -0,6 | 23,2 | -3,6 | 23,2 | -5,2 |
| 24 | -0,6 | 26,5 | -3,7 | 26,5 | -5,3 |
| 26,8 | -0,5 | 29,8 | -3,8 | 29,8 | -5,4 |
| 29,6 | -0,4 | 33,1 | -4,2 | 33,1 | -5,3 |
| 32,4 | -0,5 | 36,4 | -4,2 | 36,4 | -5,5 |
| 35,2 | -0,4 | 39,7 | -4,4 | 39,7 | -5,4 |
| 38 | -0,6 | 43 | -4,3 | 43 | -5,3 |

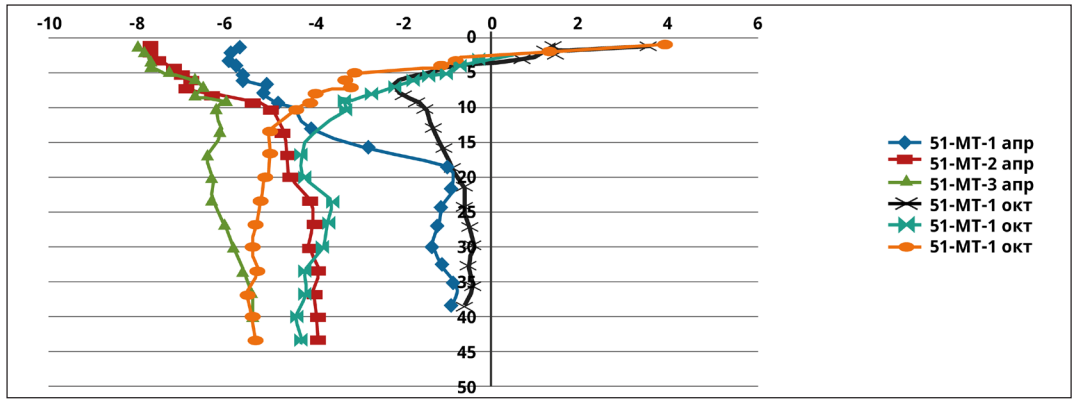



*Рис. 4. Данные постэксплуатационного мониторинга подземных сооружений с буровыми отходами, по информации ООО СЦ СБМ*

Таким образом, термохимическая неустойчивость метастабильных газогидратов полуострова Ямал является глобальной угрозой его существованию, а хозяйственная деятельность, возмущающая данную неустойчивую систему, может стать спусковым механизмом негативных процессов, ведущих к его полному уничтожению.

На полуострове Ямал сформировано три кластера активного освоения углеводородного сырья в мезокайнозойской части разреза: Бованенковский (ПАО Газпром), Тамбейский (Новатэк), Новопортовский (ПАО Газпром нефть). Вопрос управляемой дегазации олигоцен-четвертичных отложений Ямальской НГО выходит на первый план с точки зрения обеспечения стабильного функционирования ТЭК в обозримой перспективе. Без решения данной задачи недопустимы хозяйственные мероприятия, возмущающие термохимическое равновесие данной нестабильной системы, такие как глубинное анодное заземление, подземные сооружения различного назначения, не связанные с дегазацией и прочее. Вместе с тем, процессы глобального потепления предопределяют необходимость активных действий, как со стороны хозяйствующих субъектов, так и государства по стабилизации ситуации.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Перлова, Е. В.** Газовые гидраты полуострова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря как осложняющий фактор освоения региона / Е.В. Перлова, Е.С. Микляева, С.А. Леонов, Е.В. Ткачева, Ю.А. Ухова. – Текст : непосредственный // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2017. – № 3(31). – С.255-262.

2. **Гросвальд, М. Г.** Последнее великое оледенение территории СССР // М.Г. Гросвальд. – Текст : электронный // Новое в жизни, науке, технике. Сер. «Науки о земле».– Москва: Знание, 1989. – № 10. – 48 с. – URL: https://www.booksite.ru/fulltext/1130405/text.pdf?ysclid=le44gb3enu164855725.

# ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА И ФЛЮИДОВ, МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

УДК 665.662.3

# ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОЦЕНКИ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ К ВОЗДЕЙСТВИЮ РАСТВОРИТЕЛЕЙ

**А.А. Аскарова, Ю.В. Коржов**

*ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», г. Ханты-Мансийск*

Разработан простой в аппаратурном оформлении, недорогой, экспрессный лабораторный метод визуализации явлений, происходящих на границе раздела фаз нефть – пары растворителя. Метод позволяет оценить устойчивость смолисто-асфальтеновых компонентов нефти к воздействию растворителей и принять решение по использованию растворителей для воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. При соответствующем дополнительном оснащении приборами оптической или силовой микроскопии с фото- и видеорегистрацией, методика становится неплохим инструментом для научного изучения явлений, происходящих на границах раздела фаз газовая среда – нефть – твердое тело.

*Асфальтены, нефтяная система, наблюдение микрообъемов нефти, экспресс-методика наблюдения, нефтяные растворители*

# EXPRESS METHOD FOR ASSESSING THE RELATIVE RESISTANCE OF RESINOUS-ASPHALTENE COMPONENTS OF OIL TO THE EFFECTS OF SOLVENTS

**A.A. Askarova, Y.V. Korzhov**

*Ugra State University, Khanty-Mansiysk*

A simple, inexpensive, express laboratory method for visualizing phenomena occurring at the interface of the oil-solvent vapor phases has been developed. The method allows to evaluate the resistance of resinous-asphaltene components of oil to the effects of solvents and to make a decision on the use of solvents to influence the formation in order to increase oil recovery. With appropriate additional equipment with optical or force microscopy devices with photo and video recording, the technique becomes a good tool for the scientific study of phenomena occurring at the boundaries of the gas medium-oil-solid phase interface.

*Asphaltenes, oil system, observation of micro-volumes of oil, express observation technique, petroleum solvents*

Нефть каждого месторождения имеет уникальный химический состав и набор физических свойств, которые необходимо учитывать при выборе технологии добычи. Известно, что наиболее высокомолекулярные полярные компоненты нефти – смолы, асфальтены – в условиях пласта сорбируются на поверхности кварцевых и глинистых частиц, формируя устойчивые коллоидизированные слои. В результате, фильтрация нефти в пористой системе пласта происходит по «пленочному механизму», когда часть слоев нефти остается неподвижной и оказывает сопротивление сдвигу пленки в центре поры [1]. В условиях добычи такое явление приводит к уменьшению проницаемости пористой породы на несколько десятков Дарси и является главной причиной формирования остаточной неизвлекаемой части нефти. Остающаяся в пласте нефть является

высоковязким смолистым продуктом, все еще богатым легкими компонентами, но требующим специальных приемов вытеснения.

На сегодняшний день наиболее распространенными способами воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи являются тепловые, химические и комбинированные методы. В случае гидрофобных коллекторов химические методы с закачиванием в пласт парообразных или жидких растворителей оказываются эффективными для извлечения остаточной нефти. Например, известен способ повышения нефтеотдачи (патент RU 2 475 636 C1, Россия [2]), включающий закачку углеводородного растворителя в системе парных горизонтальных скважин, где верхняя является нагнетательной, а нижняя – добывающей. Состав растворителя: 80-90 % – широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), 10-20 % – ароматические углеводороды (толуол, ксилолы, этилбензол). Помимо ШФЛУ в качестве растворителя может использоваться целый ряд других углеводородов, например, гексан, дизельное топливо и др. [3, 4].

Вышеперечисленные способы интенсификации добычи нацелены на максимальное разжижение флюида в пласте, растворение полярных, высокомолекулярных компонентов нефти (асфальтенов, нафтеновых и асфальтогеновых кислот, высокомолекулярных углеводородов и др.), на увеличение текучести нефти, что в конечном итоге повышает нефтеотдачу. При этом могут возникнуть условия, когда высокомолекулярные компоненты нефти теряют коллоидную устойчивость и выпадают в виде твердой фазы смоло-асфальтеновых отложений. Возможны побочные явления соосаждения высокомолекулярных парафинов. Всё это относят к нежелательным явлениям, изменяющим пористую систему пласта и осложняющим разработку месторождения.

Эффективность воздействия растворителей на нефть и наличие побочных явлений (осаждение АСП) проверяют в лабораторных условиях на однородных моделях пласта, составленных из керна коллекторов, кварцевой крошки, на образцах керна низкопроницаемых залежей. Такие фильтрационные эксперименты трудоемки, дороги, отнимают много времени на подготовку.

В данной работе авторами предлагается простая методика для изучения взаимодействия компонентов нефти с легколетучими растворителями, такими как алканы $C_5$-$C_9$, бензол, петролейный эфир, ацетон и др., их смеси. Методика позволяет визуализировать все процессы, протекающие с нефтью под воздействием паров растворителя: изменение реологии нефтяной фазы, выпадение осадков, можно сравнивать скорость протекания процессов в разных образцах нефтей. Авторы считают, что такое исследование позволяет быстро оценить устойчивость нефти к воздействию растворителей и принять решение по работе с нефтью на том или ином месторождении. В экспериментах используются микрообъемы нефти, что в определенной мере моделирует поведение капельной или пленочной нефти в пористой системе пласта.

В комплект лабораторной установки (рис. 1) входят: инструмент для нанесения проб нефти и растворов на поверхность подложек, лабораторная посуда из стекла, расходные материалы. Вся лабораторная посуда размещается на предметном столике микроскопа МБС-10 (микроскоп стереоскопический). Микроскоп МБС-10 предназначен для наблюдения объемных объектов: микрокапель нефти, конденсатов из паров н-гексана, бензола, толуола, этилового и метилового спирта, воды, продуктов осаждения. С его помощью можно наблюдать процессы растекания, осаждения, образования прозрачных и непрозрачных пленок. Для фотографирования микрообъектов и микросъемки процессов используется цифровая окулярная камера DCM 500.

Для опытов используются стеклянные чашки Петри с крышкой. На дно чашки кладется кружок фильтровальной бумаги и смачивается 1 мл растворителя (например, н-гексан). В качестве подложек используются предметные стекла для оптической

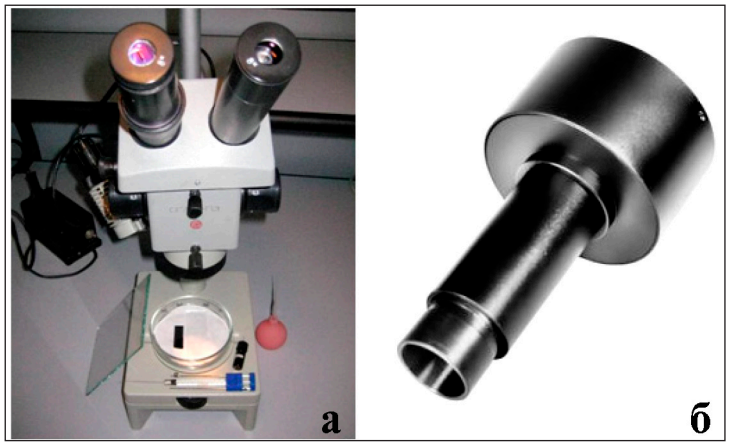



*Рис. 1. Внешний вид лабораторной установки для приготовления образцов (а) и цифровая окулярная камера DCM 500 (б)*

микроскопии либо, в более тщательных количественных экспериментах, – пластинки полированного монокристаллического кремния 10×10×0,4 мм, поверхность которых окислена на 0,8 мкм в производственных условиях, шероховатость поверхности составляет 0,3-0,4 нм. Капли нефти наносят на подложку с помощью микрошприца. При экспозиции нефти в парах н-гексана (или другого растворителя), с помощью стереоскопического микроскопа МБС-10 можно наблюдать, как последовательно изменяется форма, цвет, прозрачность капли, и отслеживать ее движение при наклоне подложки (рис. 2а и 2б). С помощью светового микроскопа наблюдают, как формируются частицы асфальтенов, их агрегацию и осаждение (рис. 2в-е).

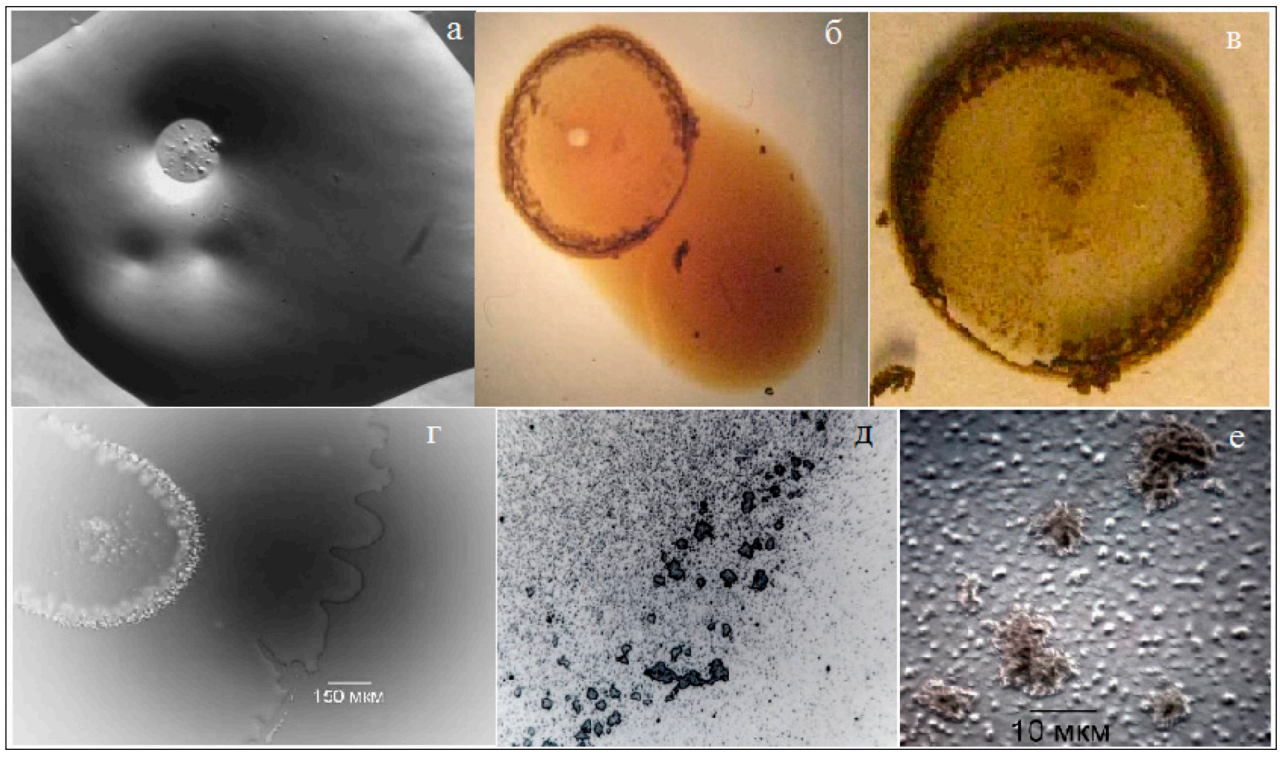



*Рис. 2. Наблюдение микрофлюидных явлений в прозрачных камерах: а – деформация пленки поверхностного натяжения; б, г – растекание капель; в, д, е – осадок асфальтенов и парафинов*

В данной схеме эксперимента можно визуализировать все процессы с помощью окулярной цифровой камеры для скоростной видеосъемки ВидеоСпринт/G2/M (до 10000 кадров/сек.). Покадровая съемка позволяет наблюдать изменения поверхности капли, происходящие в течение долей секунды. Так, в процессе исследования авторам

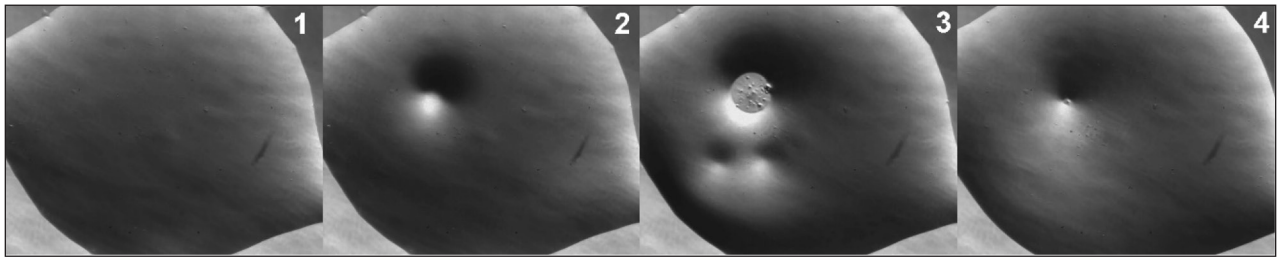



*Рис. 3. Процесс взаимодействия паров н-гексана с поверхностью капли нефти: 1 – микроснимок поверхности нефти перед воздействием паров н-гексана: 2-4 – ряд изображений, полученных в первые 12 микросекунд воздействия паров — фиксируются повторяющиеся нарушения формы (прогибы и прилипание к подложке) пленки поверхностного натяжения*

с помощью видеосъемки удалось зафиксировать детали процесса мгновенного разрушения межфазного поверхностного слоя молекул нефти под действием молекул растворителя (рис. 3).

Кроме того, покадровая обработка видеоданных дает возможность компьютерной денситометрии и сегментации деталей изображения. Также открывается перспектива исследования продуктов осаждения асфальтенов с использованием сканирующей зондовой микроскопии. Так, в одном из направлений исследования под руководством к.ф.-м.н. С.А. Орлова, с помощью сканирующего зондового микроскопа SolverPRO 47H были изучены поверхностные наноструктуры асфальтенов, выделенные из нефти (рис. 4). Диаметр самых мелких структур, измеренный в их основании, составляет 130 нм, а их высота – от 50 до 100 нм. Наиболее крупные частицы имеют размеры 350 нм. При сканировании рельефа поверхности в окне 2×2 мкм становится заметной неоднородность структуры и самих кластеров наноагрегатов асфальтенов.

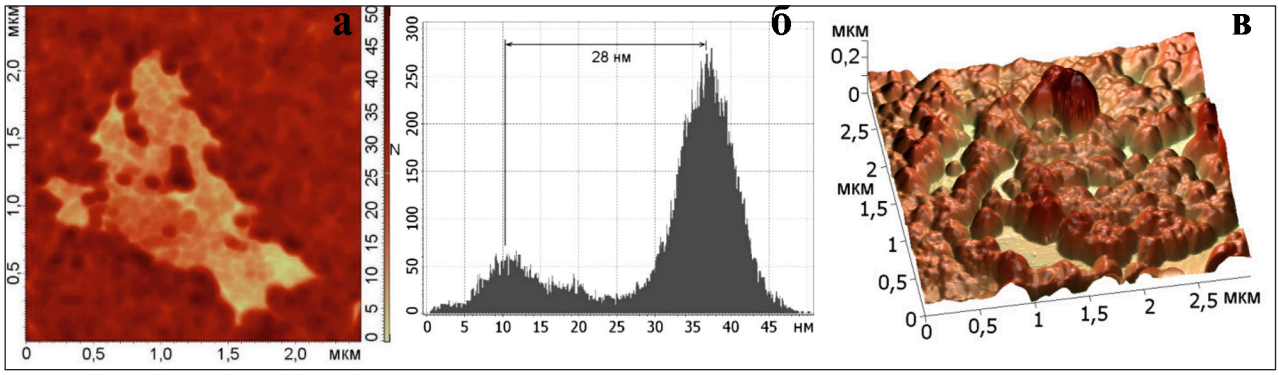



*Рис. 4. Структура осадка, состоящая из двух слоев кластеров наноагрегатов асфальтенов: а – изображение фрагмента области осаждения асфальтенов на поверхности кремниевой подложки; б – гистограммы плотности распределения точек рельефа изучаемого фрагмента (расстояние между пиками соответствует среднему размеру частиц в верхнем слое); в – трехмерное изображение рельефа части изучаемой области*

Приведенные примеры показывают значительные (но далеко не полные) возможности данного методического подхода при научных исследованиях процесса взаимодействия растворителей с микрообъемами нефти.

Не менее эффективно данная методика может использоваться для экспресс-оценки устойчивости нефтяной системы к воздействию растворителей при разработке способов увеличения нефтеотдачи пластов или добычи высоковязких нефтей. При этом методика

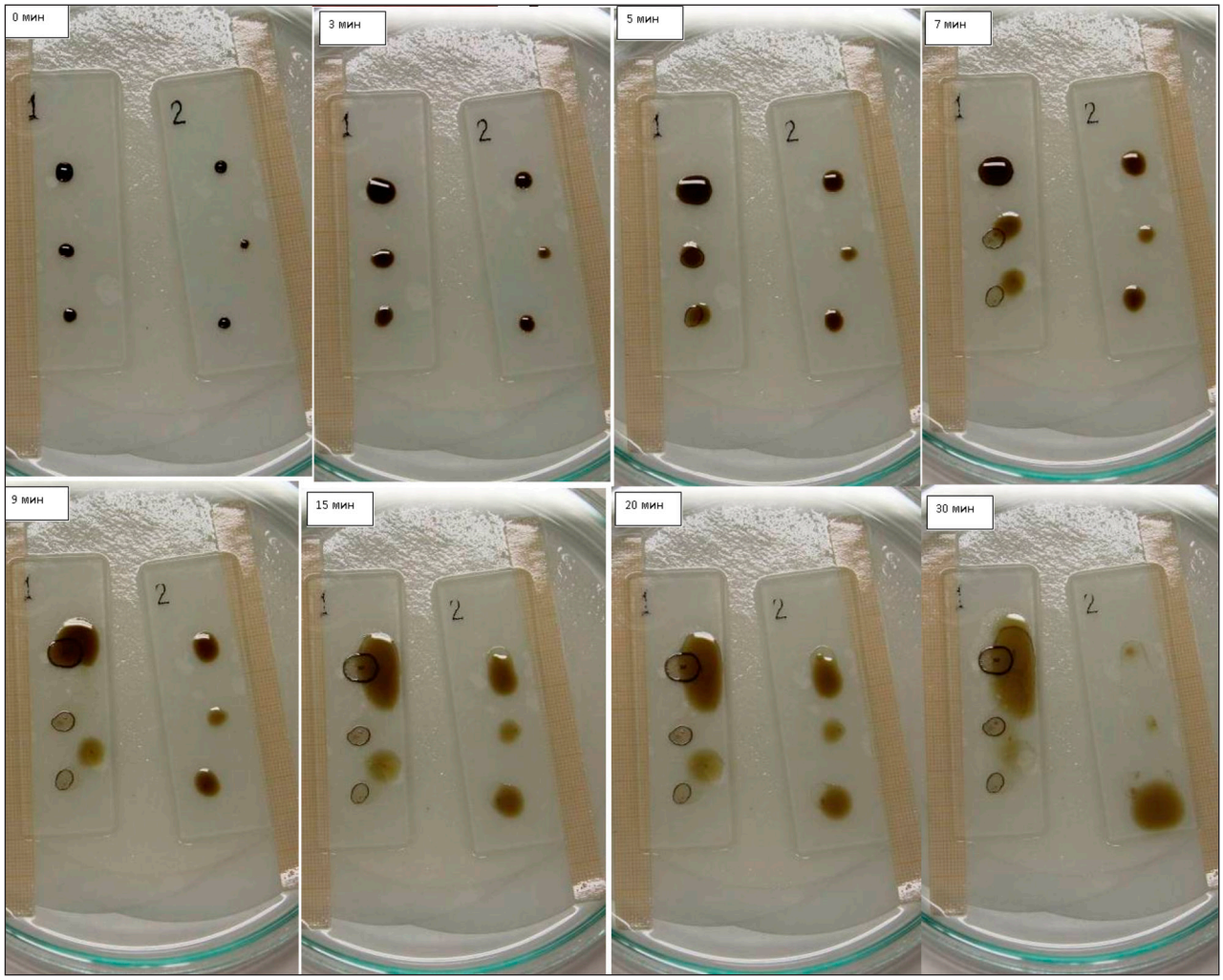



*Рис. 5. Фоторегистрация деасфальтенизации микрообъемов нефтей парами н-гексана в закрытой прозрачной камере*

ограничивается простым визуальным наблюдением с регистрацией стадий процесса, цвета капель нефти, момента появления осадка. Обычно весь эксперимент укладывается в 30 минут. Этого времени достаточно, чтобы зарегистрировать осаждение первичного (грубодисперсного) и вторичного (мелкодисперсного) депозита асфальтенов. Рекомендуется фоторегистрация в режиме съемки 0, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 20, 25 и 30-я минута.

Из опыта работы авторов данная схема эксперимента позволяет условно разделить нефти по величине устойчивости дисперсной системы к воздействию растворителей на две группы (рис. 5).

**1. Система с «классическим» агрегированием и выпадением асфальтенов.**

Обычно эти нефти имеют следующие характеристики:

– отношение смол к асфальтенам ниже 1:1;

– содержание топливных (слабополярных) фракций (температура кипения до 350°С) выше 50 % об.;

– в прозрачной камере с парами н-гексана из данных нефтей осаждение первичного (грубодисперсного) осадка происходит в первые 3-5 минут, визуально при увеличении диаметра капли в 1,5-2 раза.

**2. Система с «устойчивой» асфальтено-смолистой дисперсной фазой.**

Обычно эти нефти имеют следующие характеристики:

– отношение смол к асфальтенам 1:1 и выше;

– содержание топливных (слабополярных) фракций (температура кипения до 350°С) до 50 % об.;

– в закрытой прозрачной камере осаждение асфальтенов визуально не наблюдается при увеличении диаметра капли в 2 раза.

Таким образом, разработанная методика может применяться в качестве простого в аппаратурном оформлении, недорогого, экспрессного лабораторного метода изучения взаимодействия микрообъемов нефти с летучими растворителями. При простом визуальном наблюдении методика позволяет оценить устойчивость смолисто-асфальтеновых компонентов нефти к воздействию растворителей. При соответствующем дополнительном оснащении приборами оптической или силовой микроскопии с фото- и видеорегистрацией методика становится неплохим инструментом для научного изучения явлений, происходящих на границе раздела фаз, в частности, позволяет качественно и количественно характеризовать морфологию микро- и наноструктур нефтяных асфальтенов, свойства ассоциатов асфальтенов на силикатной и кремниевой поверхности.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Гуревич, А. Е.** Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов / А.Е. Гуревич. – Ленинград: Недра. Ленинградское отделение, 1969. – 112 с. – Текст : непосредственный.

2. **Пат. 2475636 Российская Федерация**, МПК E21B43/22. Способ извлечения высоковязких нефтей и природных битумов из залежи / заявитель и патентообладатель Учреждение Российской академии наук Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН(RU), Открытое акционерное общество «Татнефтеотдача» (RU). – № 2011139205/03; заявл. 27.09.11; опубл. 20.02.13, Бюл. № 5.

3. **Пат. US6662872 США**, МПК E21B43/24; E21B43/16. Combined steam and vapor extraction process (SAVEX) for in situ bitumen and heavy oil production/A. M. Harold Gutek, Brian Harschnitz, Ronald D. Myers, Tadahiro Okazawa; заявитель и патентообладатель Exxonmobil Upstream Research Company. – № US20010045293; заявл. 07.11.01; опубл. 16.12.03.

4. **Пат. 2237802 Российская Федерация**, МПК E21B43/22. Способ добычи нефти / Козин В.Г. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефтеотдача» (RU). – № 2002131399/03; заявл. 25.11.02; опубл. 10.10.04, Бюл. № 34/2006.

УДК 550.84:553.98

# ПРИРОДА НЕФТЕЙ И ГАЗОВ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

**Н.В. Обласов[1], И.В. Гончаров[1, 2], И.В. Эфтор[1]**

*[1]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск*
*[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск*

В работе представлены результаты геохимических исследований флюидов и пород юрского и доюрского комплексов Красноленинского месторождения. Полученные результаты позволили уточнить наличие и качество нефтегазоматеринских пород, схему миграции и заполнения ловушек.

*Нефть, газ, геохимия, Красноленинское месторождение, тутлеймская свита, органическое вещество, нефтегазоматеринская порода, миграция*

# THE NATURE OF OILS AND GASES OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD (WESTERN SIBERIA)

**N.V. Oblasov[1], I.V. Goncharov[1, 2], I.V. Eftor[1]**

*[1]JSC «TomskNIPIneft», Tomsk*
*[2]National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

This abstract presents the results of geochemical studies Jurassic and pre-Jurassic fluids and rocks of the Krasnoleninsky oilfield. Obtained results made it possible to clarify the presence and quality of oil and gas source rocks, the scheme of migration and filling of traps.

*Oil, gas, geochemistry, Krasnoleninsky oilfield, Tutleim formation, organic matter, source rock, migration*

Красноленинское месторождение по запасам нефти входит в число крупнейших в России. Территория месторождения включает в себя ряд площадей: Каменная, Талинская, Ем-Ёговская, Пальяновская, Ингинская и др. Нефтегазоносность связана с породами в широком стратиграфическом интервале: от доюрского фундамента и образований коры выветривания до пород нижнего мела (викуловская свита), в том числе в разработку вовлекаются запасы тюменской и тутлеймской (баженовский горизонт) свит, которые относятся к категории трудноизвлекаемых. Несмотря на богатую историю промышленного освоения и исследований данного месторождения, вопрос о природе нефтей и газов в юрских и доюрских залежах до сих пор остаётся полностью нерешённым. На сегодняшний день отсутствует однозначный ответ о материнском источнике для углеводородов в данных залежах и, следовательно, об условиях формирования залежей.

Ранее выдвигалось несколько предположений [Конторович и др., 1995], при этом наиболее вероятным является то, что нефть, залегающая в нижнеюрских пластах, полностью или частично образовалась в тутлеймско-абалакском комплексе пород. В таком случае не ясен механизм нисходящей миграции из верхней юры в нижнеюрские отложения, минуя слои пород-флюидоупоров тогурской свиты и радомской пачки. Но даже если это так, то вопросы всё равно остаются, а именно: почему на Талинской площади есть залежи нефти в верхне- и нижнеюрских породах, но они отсутствуют в среднеюрских. Ведь нефть в породах нижней и верхней юры является баженовской и при миграции сверху вниз она должна заполнить все промежуточные

ловушки на своем пути. На этот вопрос можно найти ответ, если рассматривать миграцию не только как вертикально нисходящую, но и латеральную, как это было предположено в работе [Гончаров и др., 2016]. Тогда всё равно остаётся вопрос: какова доля баженовской нефти и растворённого в ней газа в юрских и доюрских залежах Красноленинского свода и каков вклад генерации нефти и газа другими нефтегазоматеринскими породами?

Для поиска всех источников нефти и газа в пределах месторождения нами было исследовано 1008 образцов керна из юрского и доюрского интервала, из них 190 образцов приходится на баженовский горизонт. Всего в работе изучался керн из 41-й скважины с трёх площадей: Ем-Ёговская, Каменная и Талинская. Также было проанализировано 170 устьевых проб нефти и 118 проб попутного газа из юрских и доюрских залежей.

Согласно результатам Rock-Eval пиролиза (рис. 1а, б) наиболее значимым нефтематеринским источником являются породы баженовского горизонта (тутлеймская свита). Эти породы накапливались в типичных морских восстановительных условиях (Pr/Ph < 1,0) со средним современным содержанием $C_{орг}$, равным 9,4 %. Средняя начальная величина водородного индекса (HI) составляет 600-650 мг УВ/г $C_{орг}$.

Уровень катагенеза пород баженовского горизонта на территории Красноленинского месторождения соответствует шкале отражательной способности витринита примерно от 0,6 до 1,15 %. Один большой очаг генерации углеводородов выделяется в пределах месторождения, в котором породы реализовали свой генерационный потенциал до 84 % (параметр TR на рис. 2а). Наибольшая реализация потенциала произошла в пределах Каменной, Пальяновской и Ем-Ёговской площадей. Здесь TR достигает 70-84 %. Породами баженовского горизонта было генерировано огромное количество углеводородов. По нашим расчётам генерация составила около 81 млрд тонн. Количество эмигрировавших углеводородов в разных вариантах оценок составляет от 27 до 66 млрд тонн. При этом наиболее зрелые материнские породы были обнаружены не в погружениях, а на крыльях и сводовых частях поднятий.

Одной из возможных причин высокой прогретости пород в этом районе и сильно различающегося геотермического градиента могут быть палеозойские магматические процессы, приведшие к внедрению нескольких мощных гранитных массивов и активности гидротермальных процессов [Ванин и др., 2008; Денисов и др., 2011]. Кроме того, авторы работы [Ванин и др., 2008] отмечают, что могут быть предпосылки и для палеовулканических процессов. Возраст гранитоидов Каменной площади оценивается как позднепалеозойский (около 300 млн лет) [Иванов и др., 2018]. Нами на картах глубин поверхности доюрских и юрских отложений Каменной площади были отмечены очертания структуры, вид которой может напоминать погребённую кальдеру или кальдрон. Размер этой структуры составляет примерно 19×21 км (рис. 2а), а амплитуда поднятия бортов структуры по поверхности доюрского фундамента составляет около 400 м. Эта структура во время накопления почти всех юрских отложений на прилегающих территориях представляла собой островную часть (Конторович и др., 2013), поэтому на ней почти полностью отсутствуют породы юрского возраста. Даже в период максимальной трансгрессии при накоплении осадков баженовского горизонта, борта структуры какое-то время возвышались над водой. В некоторых скважинах при бурении был вскрыт сокращённый разрез баженовского горизонта, толщины которого составляют около 10 м, против обычных 39-44 м.

Вторым по значимости материнским источником углеводородов является комплекс нижнесреднеюрских пород с повышенным содержанием органического вещества (ОВ) – это аргиллиты, углистые аргиллиты и угли тюменской и шеркалинской свит (рис. 1в, г).

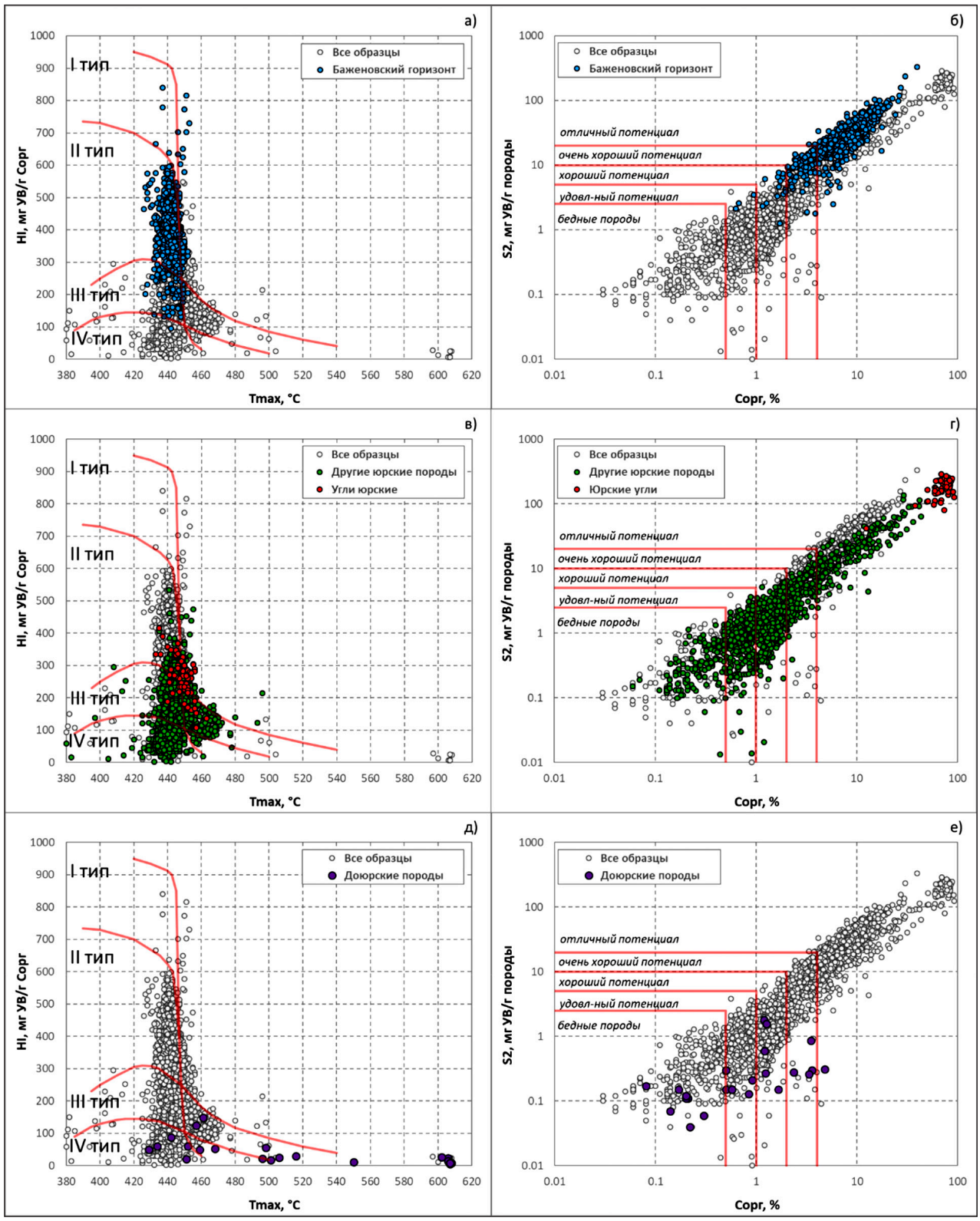



*Рис. 1. Характеристика генерационного потенциала, типа органического вещества и степени термической зрелости юрских и доюрских пород, отобранных из скважин Красноленинского месторождения, по результатам Rock-Eval пиролиза (для доюрских пород результаты пиролиза приведены для образцов после экстракции хлороформом)*

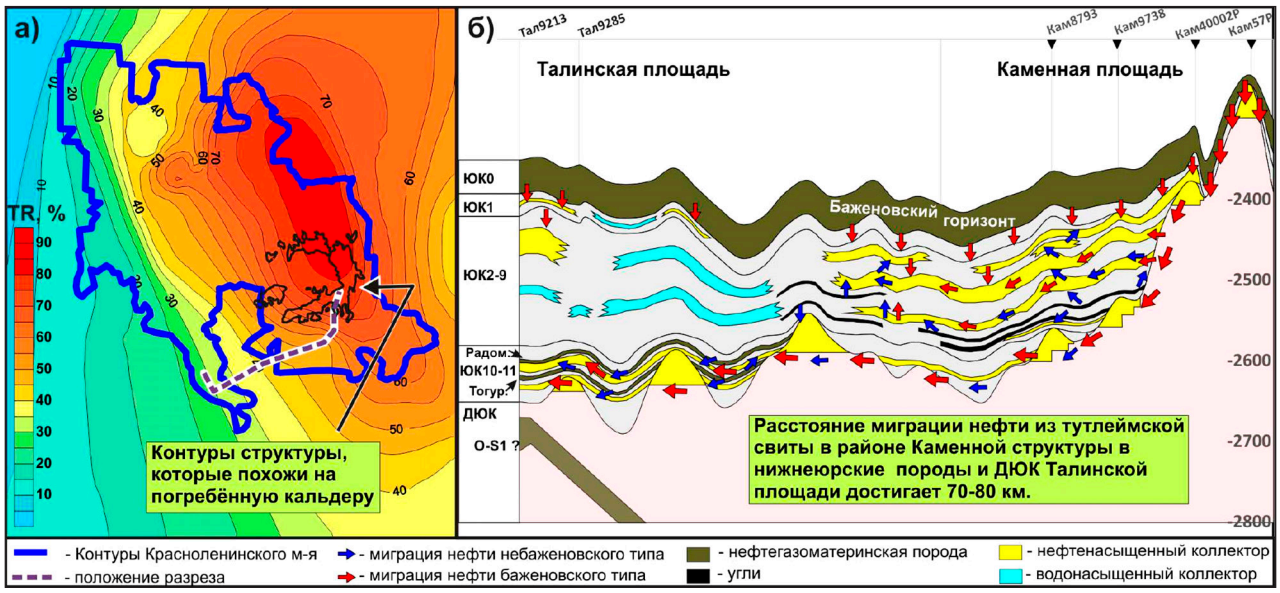



*Рис. 2. а) Карта-схема термической преобразованности органического вещества баженовского горизонта (TR – transformation ratio); б) схематический разрез через юрские отложения Каменной и Талинской площадей*

Среди них горизонты $ЮК_7$, $ЮК_8$, $ЮК_{10}$ (радомская пачка) и $ЮК_{11}$ (тогурская свита) являются наиболее обогащёнными ОВ. Все эти породы содержат типичное неморское ОВ, накопление которого протекало преимущественно в субокислительных условиях (экстракты имеют высокие значения Pr/Ph), поэтому оно значительно худшего качества, чем ОВ тутлеймской свиты, и его вклад должен быть существенно ниже.

Среди доюрских пород в двух скважинах Ем-Ёговской и Талинской площадей были обнаружены породы с повышенным содержанием ОВ (рис. 1д, е, табл. 1). Величина $C_{орг}$ в них достигает 2,3-4,8 %, пиролитический параметр $T_{max}$=506-699 °С, а остаточный водородный индекс составляет 6-25 мг УВ/г $C_{орг}$. Почти весь генерационный потенциал этих пород уже давно реализован (вероятно в доюрское время). Породы шальштейна в данном случае являются нефтесодержащими (величина $S_1$ до экстракции составила 7-12 мг УВ/г породы), поэтому неэкстрагированная часть ОВ этих пород, которая имеет повышенные значения параметра HI, может представлять собой продукты катагенеза нефти (например, в процессе выпадения асфальтенов из нефти и их битуминизации). При дальнейшем термическом созревании эти доюрские породы могут генерировать лишь небольшое количество сухого газа. Возможный возраст этих пород оценивается как ордовик – ранний силур. Подобные по составу и возрасту породы ранее описывались в статье [Иванов и др., 2009] и обнаруживались в скважинах Шаимского мегавала на Средне-Мулымьинской площади и Убинском месторождении.

По результатам изучения нефтей и газов Красноленинского месторождения все флюиды из юрских и доюрских залежей нами были разделены на два семейства (рис. 3, 4, 5). Нефти и газы первого семейства по молекулярному и изотопному составу являются типичными баженовскими флюидами, т.е. они были генерированы породами баженовского горизонта. Нефти второго семейства в целом по составу биомаркеров (алканы, стераны, гопаны и др.) очень близки к нефтям первого семейства. Это указывает на очень близкие условия накопления и тип исходного органического вещества, послужившего источником для выделенных семейств нефтей. Несмотря на эту близость, в нефтях и газах второго семейства всё же были обнаружены признаки,

которые указывают на некоторый вклад генерации окисленного ОВ. Среди таких признаков можно выделить слегка повышенные значения молекулярного параметра Pr/Ph (рис. 3а), значительно утяжелённый изотопный состав углерода газовых компонентов $C_3$-$C_5$ (рис. 5), а также повышенные значения соотношения изомеров ксилола (м+п)/о-Кс (рис. 3б).

*Таблица 1*

**Характеристика генерационного потенциала, типа органического вещества и степени термической зрелости нефтегазоматеринских пород доюрского комплекса (результаты Rock-Eval пиролиза после экстракции)**

| Глубина, м | Описание породы | $S_1$, мг УВ/г породы | $S_2$, мг УВ/г породы | PI | $T_{max}$, °C | $C_{орг}$, % | HI, мг УВ/г $C_{орг}$ | OI, мг $CO_2$/г $C_{орг}$ | MinC, % | Rc ($T_{max}$), % / стадия катагенеза |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ем-Ёговский л.у. скв.1895** | | | | | | | | | | |
| 2474,50 | Сланец | 0,04 | 0,27 | 0,12 | 496 | 1,2 | 22 | 12 | 0,3 | 1,8 / $МК_{3-2}$–$АК_1$ |
| 2480,20 | Шальштейн | 0,04 | 1,79 | 0,02 | 461 | 1,2 | 149 | 22 | 1,3 | 1,1 / $МК_2$–$МК_{3-1}$ |
| 2480,40 | Шальштейн | 0,03 | 1,56 | 0,02 | 457 | 1,3 | 124 | 10 | 0,6 | 1,1 / $МК_2$–$МК_{3-1}$ |
| 2482,00 | Сланец | 0,05 | 0,59 | 0,08 | 459 | 1,2 | 49 | 30 | 0,9 | 1,1 / $МК_2$–$МК_{3-1}$ |
| 2485,00 | Сланец граф. | 0,07 | 0,86 | 0,08 | 506 | **3,5** | 25 | 5 | 1,1 | 2,0 / $МК_{3-2}$–$АК_1$ |
| 2519,00 | Сланец граф. | 0,09 | 0,28 | 0,25 | 550 | **2,3** | 12 | 6 | 1,3 | 2,7 / $АК_2$ |
| **Талинский л.у. скв.9285** | | | | | | | | | | |
| 2738,15 | Сланец граф. | 0,14 | 0,21 | 0,41 | >606 | 0,9 | 23 | 7 | 3,6 | >3,0 / $АК_3$ и выше |
| 2821,95 | Сланец граф. | 0,06 | 0,13 | 0,3 | >606 | 0,8 | 15 | 15 | 3,5 | >3,0 / $АК_3$ и выше |
| 2832,76 | Сланец граф. | 0,07 | 0,15 | 0,32 | >607 | 1,7 | 9 | 7 | 5,4 | >3,0 / $АК_3$ и выше |
| 2835,50 | Сланец граф. | 0,65 | 0,3 | 0,68 | 619-699 | **3,6** | 8 | 1 | 3,6 | >3,0 / $АК_3$ и выше |
| 2838,89 | Сланец граф. | 0,15 | 0,31 | 0,33 | 618 | **4,8** | 6 | 2 | 2,4 | >3,0 / $АК_3$ и выше |
| 2843,35 | Сланец граф. | 0,12 | 0,26 | 0,31 | >607 | **3,3** | 8 | 5 | 3,7 | >3,0 / $АК_3$ и выше |

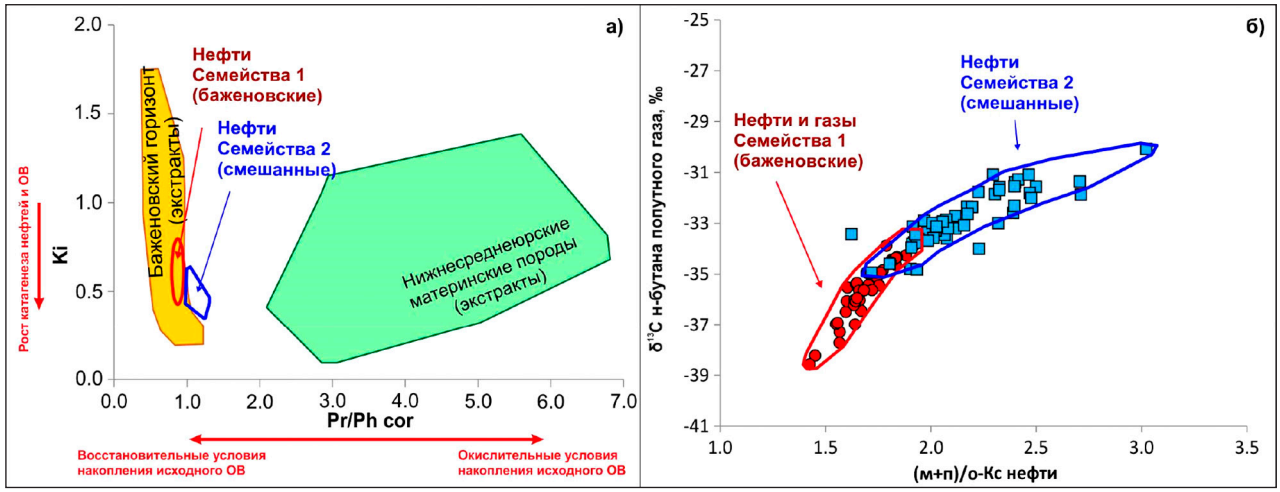



*Рис. 3. Сопоставление значений молекулярных параметров и изотопных параметров нефтей, газов и нефтегазоматеринских пород Красноленинского месторождения:*
*а) параметры Pr/Ph и Ki нефтей и экстрактов из нефтегазоматеринских пород*
*б) (м+п)/о-Кс нефтей и $\delta^{13}C$ бутана попутного нефтяного газа*

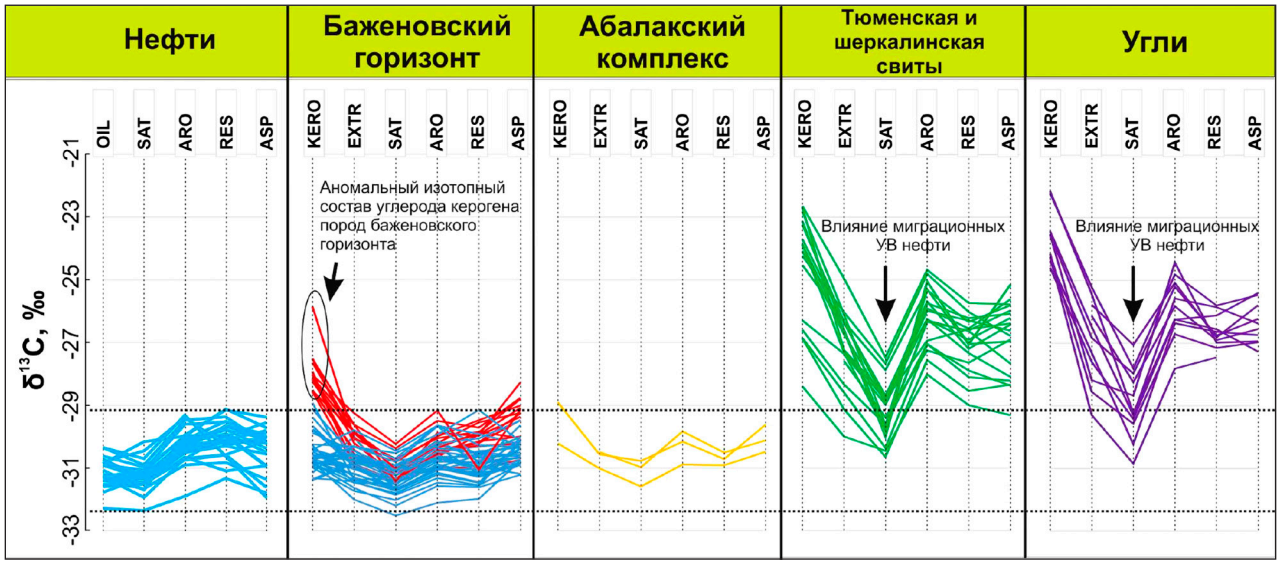



*Рис. 4. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) нефтей (OIL), экстрактов (EXTR), их фракций (SAT – насыщенные УВ, ARO – ароматические УВ, RES – смолы, ASP – асфальтены) и керогена (KERO) нефтегазоматеринских пород из скважин Красноленинского месторождения [Oblasov et al., 2021]*

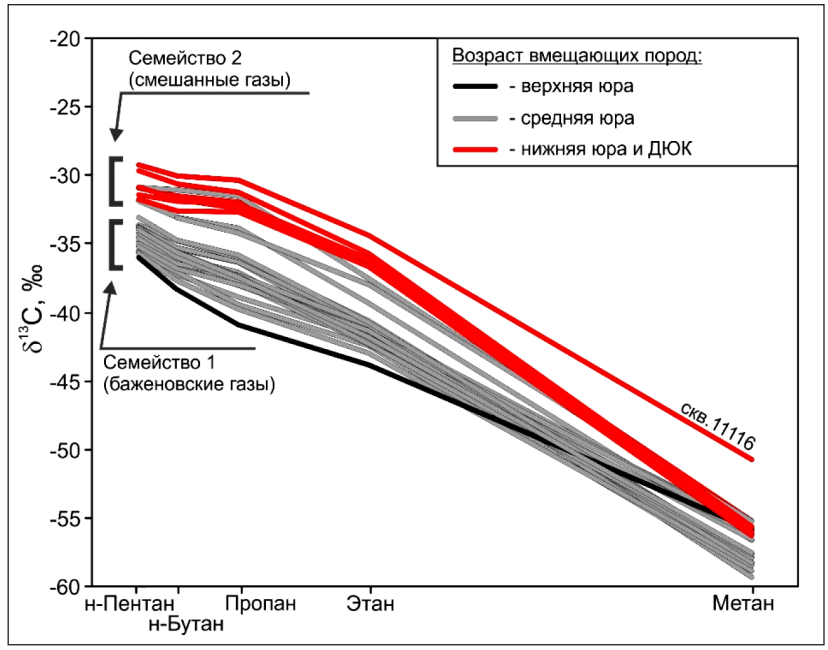



*Рис. 5. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) компонентов попутного нефтяного газа Талинской площади Красноленинского месторождения [Oblasov et al., 2017]*

В начале нашей работы на Красноленинском своде предполагалось, что среди нижне- и среднеюрских пород может быть обнаружена нефтематеринская порода с морским типом ОВ, которая подобна баженовскому горизонту, либо озёрным типом ОВ, как ранее нами и другими исследователями обнаруживалось среди пород тогурской свиты в Томской области [Конторович и др., 1995; Goncharov et al., 2011, 2017]. Однако, среди изученных нами пород Красноленинского свода такие не были встречены. Поэтому был сделан вывод, что нефти юрского и доюрского нефтегазоносных комплексов, которые были генерированы тутлеймской свитой, во время миграции смешивались с

продуктами генерации более окисленного ОВ. Таким образом, формировалось семейство смешанных нефтей.

По комплексу молекулярных и изотопных характеристик авторами был оценён вклад флюидов из разных материнских источников. В среднем в юрских и доюрских залежах Красноленинского месторождения доли нефти и газа, генерированных породами баженовского горизонта составляет около 97 и 75 %, соответственно. Остальная часть нефти (3 %) и газа (25 %) были генерированы нефтегазоматеринскими породами нижней и средней юры.

Детальное изучение полученных результатов позволило уточнить схему миграции и заполнения ловушек на месторождении, где значительную роль сыграла нисходящая вертикальная и латеральная миграция [Гончаров и др., 2016]. Нефть из тутлеймской свиты через систему пород-коллекторов фундамента и юры мигрировала на 400 м вниз. Расстояние латеральной миграции нефти из верхнеюрской тутлеймской свиты в районе Каменной площади до нижнеюрских и доюрских коллекторов Талинской площади достигает 70-80 км (рис. 2б).

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Ванин, В. А.** Строение и прогноз нефтеносности доюрских образований каменной площади. Тюмень / В.А. Ванин, Е.А. Морозова, В.М. Ванисов. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя ХМАО. – Тюмень. – 2008. – № 19. – С. 28-36.

2. **Гончаров, И. В.** Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 12-17.

3. **Государственная геологическая карта Российской Федерации.** Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист P-42. / В.А. Денисов, Л.И. Зылева, Е.К. Ковригина, В.Е. Козырев и др. – Ханты-Мансийск. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2011. – 343 с.

4. **Иванов, К. С.** История геологического развития и строение фундамента Западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / К.С. Иванов, В.А. Коротеев, М.Ф. Печеркин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 484-501.

5. **Иванов, К. С.** Возраст и состав гранитоидов из фундамента Красноленинского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / К.С. Иванов, Ю.В. Ерохин, В.С. Пономарев. – Текст : непосредственный // Известия УГГУ. – 2018. – Вып. 2(50). – С. 7-14.

6. **Конторович, А. Э.** Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры / А.Э. Конторович, В.Е. Андрусевич, С.А. Афанасьев [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 5-28.

7. **Конторович, А. Э.** Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного бассейна / А.Э. Конторович, В.И. Ильина, В.И. Москвин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 110-126.

8. **Конторович, А. Э.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012.

**9. Goncharov, I. V.** Generation potential of Togur Formation rocks in the south-east of Western Siberia (Russia) / I.V. Goncharov, N.V. Oblasov, V.V. Samoylenko, S.V. Fadeeva. – Text : direct // Abstracts of the communications presented to the 25th International Meeting on Organic Geochemistry. – Interlaken, September 18-23, 2011. – Abstract No. – 260 p.

**10. Goncharov, I. V.** Anomalous carbon isotope composition of lower jurassic source rock extracts in tomsk region / I.V. Goncharov, S.V. Fadeeva, V.V. Samoilenko, N.V. Oblasov, M.A. Veklich. – Text : direct // Book of Abstracts of the Communications presented to the 28th International Meeting on Organic Geochemistry, Florence, 2017. – P. 746-747.

**11. Oblasov, N. V.** Family of fluids of the Krasnoleninsky arch fields according isotope and molecular geochemistry / N.V. Oblasov, I.V. Goncharov, M.A. Veklich, S.V. Fadeeva, V.V. Samoilenko. – Text : direct // Book of Abstracts of the Communications presented to the 28th International Meeting on Organic Geochemistry, Florence, 2017. – P. 604-605.

**12. Oblasov, N.** Oil and gases of the Krasnoleninsky field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia) / N. Oblasov, I. Goncharov, I. Eftor, M. Veklich, M. Chudinova, A. Zherdeva, S. Fadeeva, V. Samoilenko. Text : electronic // Conference Proceedings, 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021). – Sep. 2021. –Volume 2021. – P.1-2. – URL: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134120.

УДК 622.276

# ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОПАСНОСТИ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

**М.В. Родкин[1,2,3], С.А. Пунанова[2]**

*[1] Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН (Москва),*
*[2] Институт проблем нефти и газа РАН (Москва), [3] Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН (Южно-Сахалинск)*

Разработка сланцевых углеродсодержащих формаций связана с определенным ростом геоэкологических опасностей из-за вызванной сейсмичности и загрязнения окружающей среды потенциально токсичными элементами (ПТЭ). Применяемые правила по уменьшению опасности вызванной сейсмичности, по-видимому, не являются вполне обоснованными. Наиболее опасный эффект вызванной сейсмичности часто оказывается более запаздывающим по времени и более удаленным от нагнетающих скважин, чем это предусмотрено в большинстве используемых норм по снижению опасности вызванной сейсмичности. С другой стороны, намечается тенденция релаксации потенциально сейсмогенных напряжений при росте закачек. Также представляет опасность разгерметизация содержащихся в сланцевых формациях ПТЭ, в частности их попадание в водоносные горизонты. При неучете этих геоэкологических рисков добыча сланцевых УВ рискует оказаться нерентабельной.

*Добыча сланцевых УВ, экологические опасности, вызванная сейсмичность, загрязнение окружающей среды, потенциально токсичные элементы*

# GEOECOLOGICAL HAZARDS ARISING DURING DEVELOPMENT SHALE HYDROCARBONS

**M.V. Rodkin [1,2,3], S.A. Punanova[2]**

*[1]Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics RAS (Moscow), [2]Oil and Gas Research Institute (OGRI) Russian Academy of Sciences (Moscow), [3] Institute of Marine Geology and Geophysics FEB RAS (Yuzhno-Sakhalinsk)*

The development of shale carbonaceous formations is associated with an increase in geoecological hazards due to induced seismicity and environmental pollution with potentially toxic elements (PTE). The applied seismic hazard mitigation rules do not appear to be well founded. The mostly dangerous effect of induced seismicity is often more delayed in time and in location from the injection wells than it is suggested in the standards used to reduce the risk of induced seismicity. There is also a danger of environmental pollution with PTEs contained in shale formations, in particular, their entry into aquifers. If these geoecological risks are not taken appropriately into account, the production of shale hydrocarbons runs the risk of being unprofitable.

*Production of shale hydrocarbons, environmental hazards, caused by seismicity, environmental pollution, potentially toxic elements*

Рост добычи УВ (сланцевой нефти (СН) и сланцевого газа (СГ)) в сланцевых формациях начался примерно с 2005 года после разработки экономически эффективных технологий гидроразрыва. Значительный вклад на рынке УВ добыча СН и СГ вносит с начала 2010-х годов. При этом объемы добычи СН и СГ сильно зависят от текущих цен, так как технология позволяет реализацию быстрых изменений объемов добычи, чтобы подстраивать добычу к текущим ценам на нефть. В настоящее время доля сланцевых УВ в мировом балансе достигает 10 %. В США доля СН достигает половины от общей

нефтедобычи. Большой объем запасов и возможность быстрого изменения объемов добычи обусловливают конкурентоспособность сланцевых УВ на мировом рынке.

Наращиванию добычи сланцевых УВ и реализации «сланцевой революции» могут, однако, помешать геоэкологические риски. Технологии добычи сланцевых УВ – бурение горизонтальных скважин, гидроразрывы пласта (ГРП) и закачки пропантов приводят к резкому росту вызванной сейсмичности и риску попадания в окружающую среду и подземные воды значительных объемов потенциально токсичных элементов (ПТЭ), содержащихся в сланцевых формациях.

Существование сильного триггерного воздействия технологий добычи сланцевых УВ на локальную сейсмичность может считаться надежно установленным. Однако масштабы этого воздействия и магнитуды максимальных вызванных землетрясений остаются не ясными. При этом правила, используемые для предотвращения нежелательных воздействий и ущербов от вызванной сейсмичности, как будет показано ниже, не являются вполне обоснованными. Часто недоучитываются и возникающие при разработке сланцевых формаций геоэкологические риски загрязнения ПТЭ окружающей среды, в частности, подземных вод.

## Опасность вызванной сейсмичности

Проблема возможной связи процессов нефтедобычи с сейсмичностью не нова. В ряде работ к вызванной сейсмичности относились и серия сильных и неожиданных землетрясений в Газли, и наиболее разрушительное в Российской Федерации землетрясение в Нефтегорске на северо-восточном побережье о. Сахалин. Доказанным считается сильный рост сейсмичности в связи с эксплуатацией гигантского газового месторождения Гронинген в Голландии [1]. Это месторождение было открыто в 1959 году и продолжительное время являлось основой энергоснабжения стран Бенилюкса. Первое привлекшее внимание землетрясение (ML=2,4) произошло здесь в 1991 году; наиболее сильное событие с магнитудой ML=3,6 произошло в 2012 году. Ранее этот район полагался асейсмичным. Поэтому антисейсмические требования в расчет не принимались и даже слабые землетрясения нанесли заметный ущерб. Специально созданная комиссия рекомендовала снизить годовую добычу. Землетрясения не прекращались, и в 2015 году было принято решение об ограничении добычи. А в 2018 году произошло еще одно относительно сильное землетрясение, и правительство Нидерландов решило вдвое сократить добычу и к 2030 году закрыть это ранее крупнейшее в Европе месторождение.

Если вызванная сейсмичность возникает на обычных УВ месторождениях, то тем более следует ее ожидать при разработке сланцевых формаций методом гидроразрыва. Разработка УВ месторождений традиционным способом вызывает изменения порового давления в естественном порово-трещинном пространстве. Технология добычи сланцевых УВ основана на массированной закачке под давлением воды с добавками (пропантами) и массовых гидроразрывах, вызывающих образование обширных новых систем трещин в ранее ненарушенных слабопроницаемых породах. Опасность развития вызванной сейсмичности при этом представляется существенно выше.

В настоящее время наиболее сильные проявления вызванной сейсмичности, в связи с процессами добычи сланцевых УВ, известны в США [2, 3]. Заметим, что и в этом случае предлагались альтернативные интерпретации, что слабая сейсмичность здесь ранее просто не фиксировалась, и что рост числа слабых землетрясений больше связан с их тщательной регистрацией, чем с реальным ростом сейсмичности. Такое мнение, однако, опровергается тем, что значительный рост числа слабых землетрясений отмечается и в тех случаях, когда регистрация слабых землетрясений была достаточно полной и до начала разработки сланцевых УВ. Критики развития вызванной сейсмичности

указывают также, что землетрясения часто возникают в стороне от скважин закачки, но и это наблюдение имеет альтернативное объяснение.

### Нормы снижения опасности вызванной сейсмичности – правило «семафора»

Довольно естественно связать опасность вызванной сейсмичности с ростом числа и максимальной магнитуды землетрясений, происходящих в окрестности нагнетательных скважин. Именно такой подход и был реализован в методике «семафора», широко применяемой в настоящее время в целях предупреждения ущербов от вызванной сейсмичности. Так, например, в провинции Альберта (Канада), если происходит землетрясение с магнитудой M≥2 в пределах 5 км от места закачки, то «загорается желтый свет» и реализуется план более тщательного мониторинга ситуации и уменьшения сейсмической опасности. Если далее в этой же области происходит землетрясение с магнитудой M4,0+, то загорается красный свет – разработка сланцевых УВ прекращается и может возобновиться только с разрешения регулятора [2, 3 и др.].

### Отклонения от предполагаемого режима вызванной сейсмичности

Опыт регистрации вызванной сейсмичности указывает, однако, на дискуссионность эффективности методики «семафора» для обеспечения сейсмической безопасности. Примеры, когда вызванная сейсмичность возникает не только в непосредственной близости от области техногенного воздействия, но и на некотором расстоянии от него довольно многочисленны. В качестве примера такой удаленной сейсмичности в [4] рассмотрен случай развития вызванной сейсмичности в окрестности нагнетательной скважины на Северном Сахалине. Землетрясения в области соседнего разлома возникли позднее событий, произошедших близко к скважине. Если, как это сделано в [4], аппроксимировать распространение сейсмической активности линейной зависимостью, то получаем оценку средней скорости распространения волны возмущения примерно 6 км/год. Такая скорость смещения фронта порового давления соответствует эффективной проницаемости среды порядка $6\times10^{-13}$ м$^2$, что представляется правдоподобной оценкой. Подобные примеры уже порождают сомнения в эффективности правил «семафора», указывая на возможность возникновения относительно более удаленных вызванных землетрясений.

Данные по наиболее сильным вызванным землетрясениям в США [2, 3, 5] подкрепляют эти опасения. На рис. 1а, б представлены соотношения между магнитудой сильнейших вызванных землетрясений, временем и расстоянием до источника возмущения. Видно, что для относительно более сильных землетрясений довольно типично возникновение на большем расстоянии от нагнетающей скважины и в более позднее время, чем это принимается во внимание в большинстве правил типа «семафор».

На рис. 2 представлен график повторяемости для предположительно вызванных землетрясений в районе активной добычи сланцевых УВ (Оклахома, США). Видно, что вполне типичный наклон графика повторяемости землетрясений (показан красными линиями с одинаковым наклоном) наблюдается в диапазонах магнитуд примерно до M=3,3 и выше 4,5. В среднем диапазоне (как это было ранее показано в [5]) угол наклона графика повторяемости становится аномально большим, указывая на аномально быстрое уменьшение вероятности реализации более сильных событий. Можно предположить, что диапазон до M=3,3 представлен довольно многочисленными, но слабыми вызванными землетрясениями; при этом вероятность возникновения более сильных таких землетрясений оказывается относительно много ниже, чем для типичной тектонической сейсмичности (график повторяемости становится более крутым).

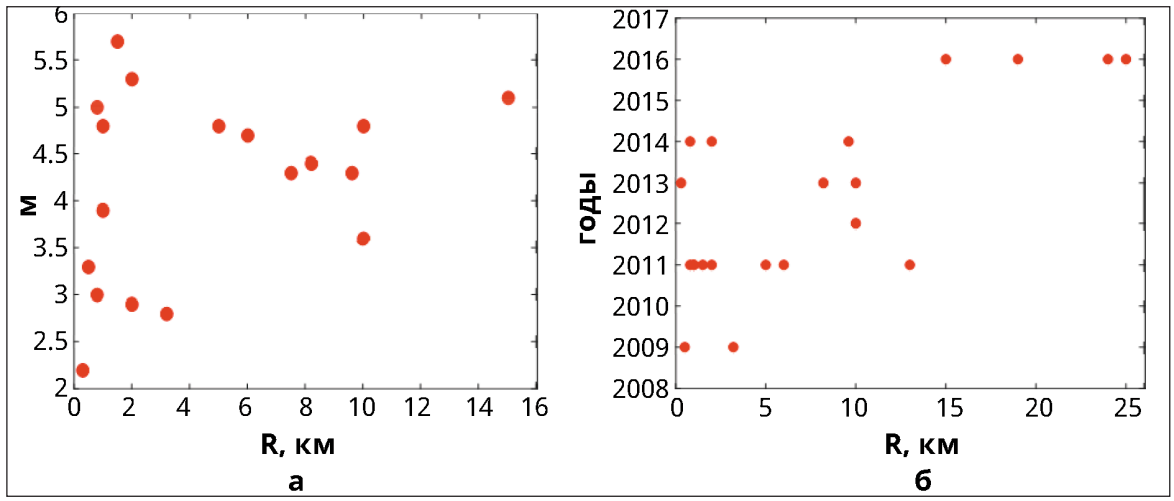



*Рис. 1. Связь между расстоянием (R) от источника возмущения до землетрясения и: магнитудой M (а) и задержкой момента землетрясения (б)*

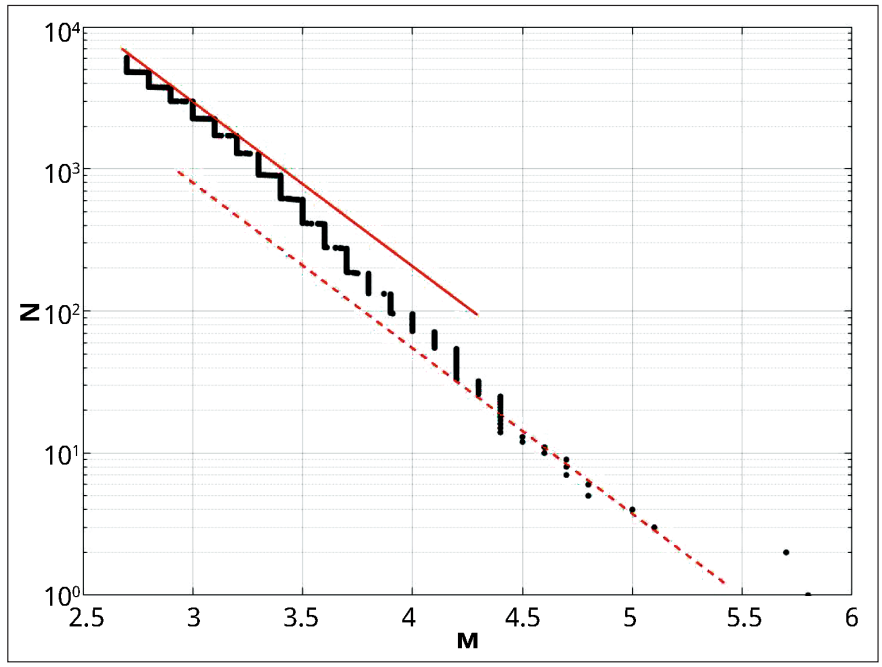



*Рис. 2. Характер повторяемости землетрясений для случая предположительно вызванной сейсмичности области активной добычи сланцевых УВ (Оклахома, США)*

Настораживает, однако, что для землетрясений с M>4,5 график повторяемости снова выполаживается. Такие более сильные и опасные землетрясения, возможно, являются уже природно-техногенными и порождаются антропогенной активизацией ранее уже существовавших и тектонически нагруженных разломов.

На основании вышеизложенного получаем, что применяемые в настоящее время ограничения на добычу сланцевых УВ, принятые с целью уменьшения ущербов от вызванной сейсмичности, не вполне адекватны ситуации. Часть предположительно сильных техногенных землетрясений не только не попадают в зону стандартно полагаемых вызванных землетрясений (например, «землетрясение с магнитудой M≥2 в пределах 5 км от места закачки»), но даже не попадают под ограничение «не далее

15 км от скважины», что иногда использовалось как «строгий» критерий вызванной сейсмичности. Реальная сейсмическая опасность в значительной степени определяется исходными сейсмотектоническими условиями, в частности, расположением и свойствами ближайших разломных зон. Опасный сейсмический эффект реально оказывается более кумулятивным, долгосрочным и удаленным, чем это предполагается в рамках существующих подходов к снижению опасности от вызванной сейсмичности.

### Геоэкологические риски загрязнения потенциально токсичными элементами

Проблема рисков загрязнения токсичными УВ соединениями при разработке месторождений нефти общепризнана. При разработке и добыче СН и СГ необходимо учитывать большие содержания потенциально токсичных элементов (ПТЭ), часто концентрирующихся в горных породах резервуара. К ПТЭ относят Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th, Rn [6].

В результате массированных гидроразрывов при разработке сланцевых формаций опасность попадания ПТЭ, как из сланцев, так из содержащихся в них нафтидов, в окружающую среду наиболее велика. Необходимость обратить пристальное внимание на эту проблему при разработке сланцевых УВ связана с нижеследующими обстоятельствами.

1. При разработке сланцевых пород, представляющих собой многокилометровые обогащенные УВ прослои и проведении многоразовых воздействий с закачкой пропантов и жидкости под давлением и при высокой температуре образуется большая площадь новых трещин и путей перетока флюидов. Соответственно, опасность попадания ПТЭ в окружающую среду оказывается много больше.

2. Имеет место высокая обогащенность сланцевых формаций химическими элементами, и в том числе ПТЭ (таблица 1).

*Таблица 1*

**Распределение содержаний ряда элементов в сланцевых формациях [6]**

| Тип породы | Концентрация элементов в сланцах (по декадам), г/т | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | < 0,01 | 0,01-0,1 | 0,1-1,0 | 1,0-10 | 10-100 | 100-1000 | >1000 |
| **Черные сланцы** | Au | | Hg, Re, Ag | Ge, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs, Se | Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, Mo, As, La, Li, Cu, Ce, B, Rb, Ni, Cr | Zr, Sr, Zn, V, Mn, Ba | Ti |
| **Горючие сланцы** | Re, Au | Ag | Hg | Ge, Mo, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs | As, Se, Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, La, Cu, Li, Ni, Ce, Cr, Zn | Rb, Zr, B, V, Sr, Mn, Ba | Ti |

Высокая обогащенность ПТЭ не присуща исключительно сланцевым УВ. До 20 % УВ сырья содержат в своём составе ПТЭ в количествах, превышающих их безопасный уровень. Но при этом обычно в природной нефти и битумах большинство таких элементов (V, Ni, Co, Mo, Cr, Cu, Zn и др.) прочно химически связаны в металлоорганических соединениях. Эти элементы становятся опасными в микродисперсном состоянии после техногенного, в особенности, высокотемпературного воздействия.

Процесс перехода металлов и неметаллов из одной УВ субстанции в другую достаточно сложный. Лабораторное моделирование (двухступенчатый прогрев породы до температуры 150 и 400 °С в цилиндрической емкости в атмосфере азота в течение 6 часов) подтвердило переход при высоких температурах элементов (V, Ni, Fe, Pb, Au, Cu, Zn) из органического вещества в окружающую среду, вероятно за счет деструкции металлоорганических соединений [6].

Особое внимание уделяется оценке загрязнения окружающей среды ртутью и ее соединениями. Большое число исследований по оценке поведения ртути при сжигании твердых и жидких топлив выполнено в США по программе защиты окружающей среды от опасного влияния соединений ртути. Проведенные исследования позволяют заключить, что ртуть присутствует в нафтидах в виде высокодисперсных капель металлической ртути, как основной формы ее летучих соединений, а также в виде нелетучих сульфидов и химических соединений в асфальтенах [7].

В связи с изложенным, для контроля экологической ситуации на сланцевых месторождениях при вводе их в разработку и принятии решения о технологии переработки сланцев с извлечением газа, нефти и, возможно, металлов, необходимо проведение дополнительных исследований по оценке состава, как сланцевых отложений, так и добываемых из них УВ на предмет содержащихся в них ПТЭ и опасности их перехода в грунтовые воды и свободную флюидную фазу.

## Заключение

Расширяющаяся практика добычи сланцевых УВ ставит вопрос о характере и величине сопутствующих такой добыче геоэкологических рисков. В первую очередь эти риски касаются возникновения вызванной сейсмичности и опасности загрязнения окружающей среды содержащимися в сланцевых породах ПТЭ.

Если сам факт развития вызванной сейсмичности особых сомнений не вызывает, то к оценке опасности этого эффекта остается много вопросов. Обычно используемые процедуры «семафора», призванные минимизировать отрицательные воздействия вызванной сейсмичности, слабочувствительны к возникновению землетрясений, относительно более удаленных по времени и расстоянию от нагнетательных скважин. При этом такие землетрясения могут оказаться более сильными и более опасными. Такие события, по сути, являются природно-техногенными землетрясениями, а не чисто техногенными, как подавляющее большинство слабых событий, происходящих в непосредственной близости от нагнетательных скважин. Заметим также, что эффект воздействия закачек на сейсмический режим не однозначен. При большом объеме закачек может наблюдаться увеличение наклона графика повторяемости землетрясений, с уменьшением доли относительно более сильных событий (возможно, даже с уменьшением сейсмической опасности); такой эффект может порождаться техногенной релаксацией потенциально сейсмогенных напряжений.

При массовом применении ГРП возникает большой объем новообразованных поверхностей и трещин, что порождает опасность загрязнения геосреды ранее практически изолированными в углеродсодержащих формациях и неактивными металлоорганическими соединениями. Такая опасность особенно возрастает при тепловой обработке пласта и закачке большого объема химически активного реагента.

Для минимизации экологических рисков необходимо оценивать последствия разработки сланцевых формаций в связи с возможностью развития вызванной сейсмичности, а также высокими содержаниями в сланцах и в сланцевых нефти и газе ПТЭ и опасности их перехода в окружающую среду.

**Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН (тема FMME-2022-0004, номер государственной регистрации 122022800270-0 и тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», номер государственной регистрации 122022800253-3) и НИР ИТПЗ РАН и ИМГиГ ДВО РАН.**

ЛИТЕРАТУРА

1. **Van Thienen-Visser, K.** Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments / K. Van Thienen-Visser, J.N. Breunese. – Text : electronic // The Leading Edge. – 2015. – V. 34. – № 6. – P. 664-671. – URL: https://www.researchgate.net/publication/277834360_Induced_seismicity_of_the_Groningen_gas_fieldHistory_and_recent_developments.

2. **Krupnick, A., Echarte, I.** Induced Seismicity Impacts of Unconventional Oil and Gas Development. RFF. Report. – 2017. Goebel. – T.H.W. – 30 p.

3. **Van der Baan, K.** Human–induced seismicity and large-scale hydrocarbon production in the USA and Canada / K. Van der Baan, F.J. Calixto. – Text : direct // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2017. – V. 18. – № 7. – P. 2467-2485.

4. **Родкин, М. В.** Вызванная сейсмичность: серьезная угроза добыче сланцевой нефти? / М.В. Родкин, Т.А. Рукавишникова. – Текст : электронный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – Вып. 3(22). – 11 с. – URL: http://oilgasjournal.ru/issue_22/rodkin.html.

5. **Vorobieva, I.** Condition of Occurrence of Large Man-Made Earthquakes in the Zone of Oil Production, Oklahoma / I. Vorobieva, P. C. Shebalin, Narteau. – Text : electronic // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. – 2020. – V. 56. – № 6. – P. 911-919. – URL: https://www.researchgate.net/publication/346985163_Condition_of_Occurrence_of_Large_Man-Made_Earthquakes_in_the_Zone_of_Oil_Production_Oklahoma.

6. **Punanova, S. A.** Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements / S.A. Punanova, M.Ya. Shpirt. – Text : direct // Solid Fuel Chemistry. – 2018. – V. 52. – № 6. – P. 396-405.

7. **Punanova, S.** Trace element composition of shale formations / S. Punanova. – Text : direct // 29-th International Meeting on Organic Geochemistry (EAGE-IMOG). – September 2019, Gothenburg, Sweden. – All Abstracts. – P. 495-496.

УДК: 550.84

# ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА НЕФТЕЙ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО РЕГИОНА И ЕЕ СВЯЗЬ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

**С.А. Пунанова[1], М.В. Родкин[1,2,3]**

*[1] Институт проблем нефти и газа РАН (Москва), [2] Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН (Москва), [3] Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН (Южно-Сахалинск)*

В представленной работе освещаются результаты корреляционного анализа содержания микроэлементов (МЭ) в нефтях двух регионов Ханты-Мансийского автономного округа: Шаимского нефтегазоносного района и Среднеобской нефтегазоносной области в связи с нефтегазоносностью. На основе сформированной по материалам многих исследователей базы данных выявлены корреляционные зависимости МЭ состава нефтей указанных регионов с составами континентальной коры (нижней, средней и верхней) и биотой (морской и наземной). Оценка зависимостей состава нафтидов с составами геохимических сред проведена на основе содержания 60 МЭ в разновозрастных нефтях из различных по возрасту продуктивных комплексов региона. Результаты подтвердили полигенный источник МЭ в нефтях, а также выявили более тесную связь микроэлементного состава нефтей с составом нижней коры, причем в несколько большей степени для более древних и прогретых нефтегазоносных комплексов в тектонически активных регионах, что может свидетельствовать о перспективности этих отложений за счет дополнительной генерации углеводородов.

*Микроэлементный состав нефтей, коэффициенты корреляции, нефтегазоносный комплекс, континентальная кора, биота, Шаимский нефтегазоносный регион, Среднеобская нефтегазоносная область*

# GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE COMPOSITION OF OILS OF THE KHANTY-MANSIYSK REGION AND ITS RELATIONSHIP WITH OIL AND GAS

**S.A. Punanova[1], M.V. Rodkin[1,2,3]**

*[1] Oil and Gas Research Institute (OGRI) Russian Academy of Sciences (Moscow), [2] Institute for the Theory of Earthquake Prediction and Mathematical Geophysicist RAS (Moscow), [3] Institute of Marine Geology and Geophysics FEB RAS (Yuzhno-Sakhalinsk)*

The present paper highlights the results of a correlation analysis of the content of trace elements (TE) in the oils of two regions of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug: the Shaim oil and gas region and the Sredneobskaya oil and gas region in connection with the oil and gas potential. Based on the database formed from the materials of many researchers, correlation dependences of the ME composition of oils in these regions with the compositions of the continental crust (lower, middle, and upper) and biota (marine and terrestrial) were revealed. The dependence of the composition of naphthides on the compositions of geochemical media was assessed on the basis of the contents of 60 TE in oils of different ages from productive complexes of the region of different ages. The results confirmed the polygenic source of TE in oils, and also revealed a closer relationship between the trace elements composition of oils and the composition of the lower crust, and to a somewhat greater extent for older and heated oil and gas bearing complexes in tectonically active regions, which may indicate the prospects of these deposits due to additional generation hydrocarbons.

*Trace elements composition of oils, correlation coefficients, oil and gas complex, continental crust, biota, Shaim oil and gas region, Sredneobskaya oil and gas region*

Геохимический состав нефтей необходимо изучать на всех этапах геолого-поисковых работ. Особенности углеводородной (УВ) и микроэлементной характеристик нефтей являются показателями процессов онтогенеза нефтяных скоплений, поскольку именно они отражают влияние процессов образования, генерации, скопления, преобразования и разрушения нефтяных систем. Совершенствуются и практические методы комплексного использования микроэлементных показателей для оценки перспектив нефтегазоносности [1].

Результаты обобщения микроэлементного состава нефтей, осадочных пород и биоты на большом фактическом материале подтверждают вывод о полигенном источнике МЭ нафтидов, связанном как с исходным для нефтеобразования живым веществом (так называемые биогенные элементы по В.И. Вернадскому), так и с глубинными компонентами (так называемые абиогенные). Последнее может свидетельствовать о значительном вкладе глубинной составляющей в микроэлементный состав нафтидов. Количественно сравнить вклады разных компонент и их изменчивость в нефтях и иных каустобиолитах оказалось возможным в результате применения корреляционного анализа по сопоставлению их микроэлементного состава с составами земной коры разного уровня и биоты.

Особенностью применяемого нами статистического варианта является расчет не для величин концентрации элементов, а для логарифмов концентрации; это позволило учитывать данные о концентрации элементов с очень низким (различие на несколько порядков величины) содержанием; при обычном подходе информация по таким элементам фактически теряется. По усредненным данным нами были выявлены высокие корреляции между составами биоты и верхней коры – углями, глинами, горючими и черными сланцами, которые связаны с верхнекоровыми отложениями. Также более высокую корреляционную зависимость с составом верхней, а не нижней коры, и при этом высокие связи с составом биоты демонстрируют данные по микроэлементному составу нефтей Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон. Эти нафтиды относятся к малопреобразованным раннекатагенетическим УВ системам, не подвергавшимся высоким температурным преобразованиям. Для нефтей Ромашкинского месторождения и его сателлитов Республики Татарстан и нескольких проб нефтей Шаимского региона характерны меньшие значения корреляции их микроэлементного состава с нижней корой и биотой, но более высокие со средней и верхней корой (рис. 1). Эти нефти характеризуются значительной прогретостью и более высокими стадиями катагенетических влияний на их состав [2].

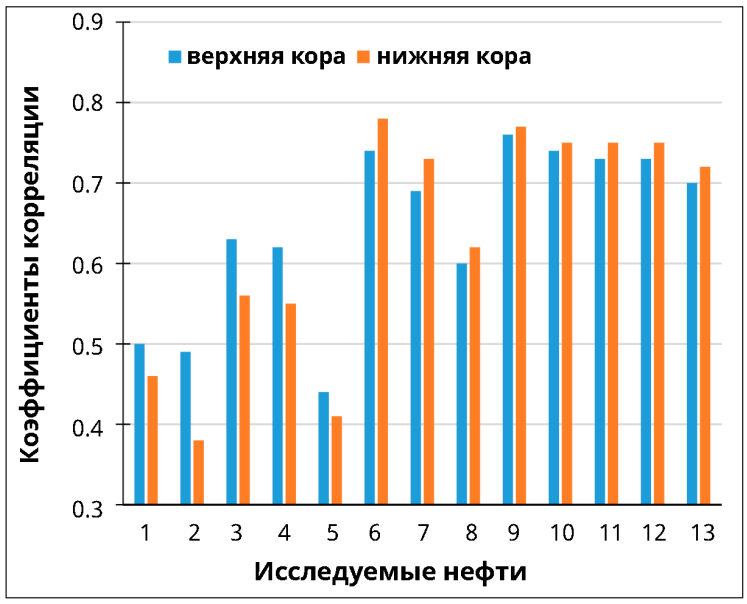



*Рис. 1. Изменение коэффициентов корреляции между микроэлементным составом различных нефтей и составом верхней и нижней континентальной коры*
*Нефти месторождений: 1-5 – Камчатки; 6-8 – Шаимского региона Западно-Сибирского НГБ; 9-13 – Ромашкинской группы Волго-Уральского НГБ*

## Методы и материалы, обсуждение

Продолжая исследования по геохимической микроэлементной характеристике нафтидов и её связи с нефтегазоносностью, в настоящей работе основное внимание уделено более широкому, чем это использовалось ранее, комплексу МЭ, детектируемых в нефтях, и взаимосвязи его с составами земной коры (нижней, средней и верхней) и биотой (морской и наземной). По материалам многих исследователей геологов и аналитиков авторами была сформирована база данных по содержанию большого числа, иногда более 60, МЭ в нефтях, полученных методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS) в различных регионах России. Значительная доля собранных анализов получена коллективами сотрудников ВНИИгеосистем, ИПНГ РАН, ИГГ УрО РАН, ФИЦ КазНЦ РАН [3-6 и др.].

В данной работе освещаются результаты корреляционного анализа содержания МЭ по нефтяным пробам двух регионов Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО – Югры), а именно по Шаимскому нефтегазоносному району (НГР) и Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Была использована база аналитических данных по содержанию 60 МЭ в 40 пробах нефтей. Глубины и возраст продуктивных комплексов, из которых были взяты пробы нефтей, существенно различаются. Залежи нефти и газа в Шаимском НГР приурочены к трем продуктивным комплексам – келловей-верхнеюрскому (вогулкинской толще), среднеюрскому (тюменской свите) и доюрскому (трещиноватым породам фундамента и коре выветривания). Среднеобская нефтегазоносная область (Сургутский и Нижневартовский НГР) характеризуется гигантскими и уникальными по запасам УВ мегарезервуарами в нижнемеловых неокомских отложениях (валанжин, готтерив, баррем). Второй по запасам нефтегазоносный комплекс – верхнеюрский (васюганский), третий – среднеюрский. В нижнеюрском комплексе открыты единичные залежи нефти и газоконденсата, однако их перспективность в настоящее время оценивается довольно высоко. Глубины отобранных проб нефтей изменяются от 1500 до 3000 м. Регионы существенно отличаются тектонической активностью, прогретостью недр и временем консолидации фундамента (табл. 1), а, следовательно, и процессами онтогенеза УВ скоплений, что отразилось и на результатах корреляционных зависимостей. Основываясь на различной интенсивности протекания процессов палеопрогрева осадочных толщ Западно-Сибирского НГБ в зависимости от глубины и возраста консолидации фундамента, изученных А.Э. Конторовичем, А.Н. Фоминым и др., можно прогнозировать глубины протекания процессов генерации УВ в соответствии с палеотемпературами осадков [7-9]. Для области распространения добайкалид, к которой в частности относятся Сургутский и Нижневартовский своды Среднеобской НГО, и для которой характерен низкий температурный градиент и медленное нарастание катагенеза органического вещества (ОВ) с глубиной, нижние границы генерации нефти составляют 4200 м, а легкой нефти и конденсатов – 5200 м. Для областей распространения герцинид и каледонит, широко развитых на территории региона, глубины генерации нефти – 3650 м, а конденсатов – 4400 м. В областях расположения триасовых рифтов, крупных гранитных массивов или флюидопроводящих разломов в фундаменте, например, Шаимский свод, где нарастание катагенеза с глубиной происходит наиболее интенсивно, глубины вероятностного обнаружения УВ скоплений значительно меньше – для нефти 3200 м, а для газоконденсатов – 4050 м. Возможно, с различным возрастом консолидации фундамента и, следовательно, с различной интенсивностью прогрева толщ в бассейне связана трактовка участия собственно палеозойских отложений в процессах нефтегазообразования.

*Таблица 1.*

**Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования [9]**

| Цикл консолидации фундамента [7, 8] | Основные области распространения [7, 8] | Температурный градиент | Вероятные нижние границы генерации, м | |
|---|---|---|---|---|
| | | | нефти | легкой нефти и газоконденсатов |
| Добайкальский | Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский своды | низкий | 4200 | 5200 |
| Герцинский, каледонский | Центральная и юго-восточная части Западной Сибири | средний | 3650 | 4400 |
| Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте | Шаимский, Красноленинский и другие своды | интенсивный | 3200 | 4050 |

Комплекс детектируемых МЭ в нефтях Западно-Сибирского НГБ очень разнообразен. Это, согласно геохимической классификации А.Н. Заварицкого (1950 г.), элементы горных пород, металлические и группы железа, редкие, группы платины, металлоидные, магматических эманаций, радиоактивные. По геохимической классификации В.М. Гольдшмидта (1924) – это сидерофильные, халькофильные и литофильные (сюда входят лантаноиды) элементы.

Результаты статистического исследования (рис. 2) показывают изменение коэффициентов корреляции в нефтях Шаимского НГР (Шаим, 5 проб) и Среднеобской НГО (Ср.Обск., 4 пробы: 3 пробы Сургутский свод (Сург.) и 1 проба Нижневартовский (Н.Варт.) свод) с дифференциацией по возрасту и глубине отложений отбора пробы (в интервалах от коры выветривания до нижнемеловых комплексов).

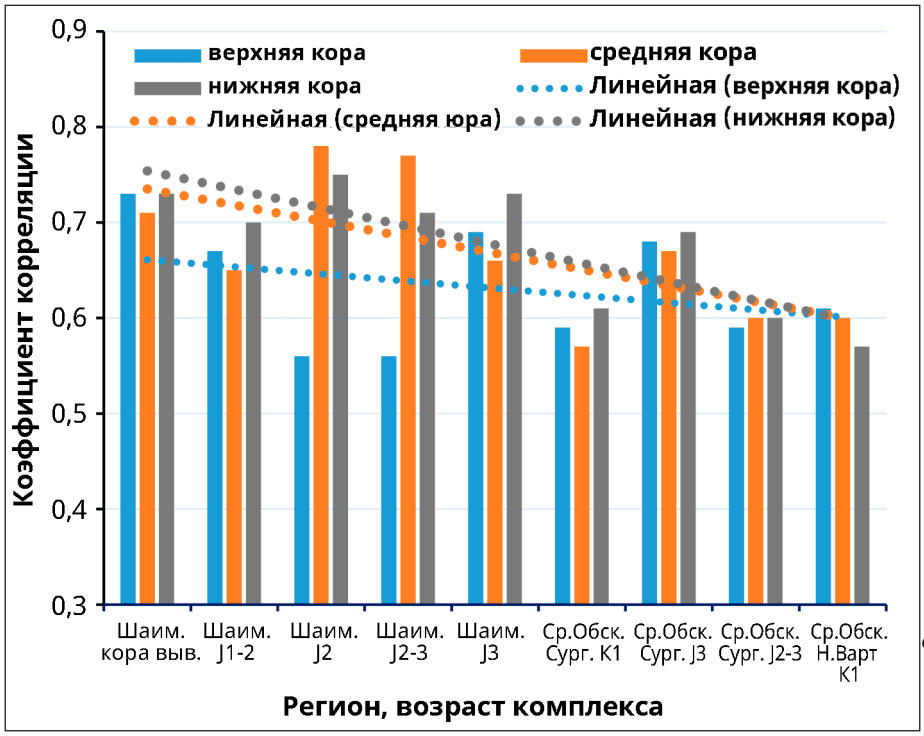



*Рис. 2. Изменение корреляционных зависимостей между микроэлементными составами нефтей ХМАО – Югры и континентальной коры*

Полученные результаты демонстрируют, с одной стороны, высокие связи большого комплекса МЭ в нефтях с составом коры разного уровня, а с другой стороны – различный характер этих связей относительно нефтей двух изученных регионов. Можно отметить, что микроэлементный состав нефтей Шаимского НГР характеризуется более высокими коэффициентами корреляции с составом нижней коры по сравнению с составом верхней и большим диапазоном их различия. Микроэлементный состав нефтей верхнеюрских залежей теснее связан с составом морской биоты (r = 0,74), чем с составом наземной биоты (r = 0,69) в связи с сапропелевым типом исходного ОВ. Микроэлементный состав нефтей Среднеобской НГО, как правило, имеет более низкие корреляционные зависимости с составом земной коры, но более высокие – с составом наземной биоты, вероятно из-за смешанного сапропелево-гумусового типа ОВ (r = 0,81), при том, что связь с верхней корой чаще становится выше относительно связи с составами нижней коры, либо диапазон их разницы невелик. Тому факту, что микроэлементный состав нефтей Среднеобской НГО, особенно из верхних нижнемеловых отложений, имеет большую близость к составу верхней коры соответствует и зафиксированный в работе [4] европиевый минимум в распределении лантаноидов в нефтях Повховского и Ватьеганского месторождений из пластов $БВ_8$ и $БВ_6$, тогда как в нефтях Шаимского НГР отмечен, как правило, европиевый максимум, что соответствует влиянию глубинных гидротермальных растворов [3].

Связь зависимостей составов нефтей и коры с возрастом отложений проявляется не четко, однако в каждом регионе можно проследить некоторую тенденцию увеличения связи корреляционных показателей вниз по разрезу из меловых и юрских отложений до коры выветривания по палеозою и с возрастанием глубины отбора пробы. Подобная зависимость была представлена авторами ранее при изучении нефтей Ромашкинского месторождения [10].

Абсолютные концентрации суммы биогенных МЭ в нефтях Шаимского НГР и редкоземельных элементов (РЗЭ) в возрастном диапазоне нефтепродуктивных комплексов от мела до коры выветривания (рис. 3) свидетельствуют о намного большей массе биогенных элементов по сравнению с глубинными и о некоррелируемости их содержаний. Это может указывать на независимое поступление МЭ в нефть из различных источников, т.е. полигенный их характер. В частности, свидетельствовать о

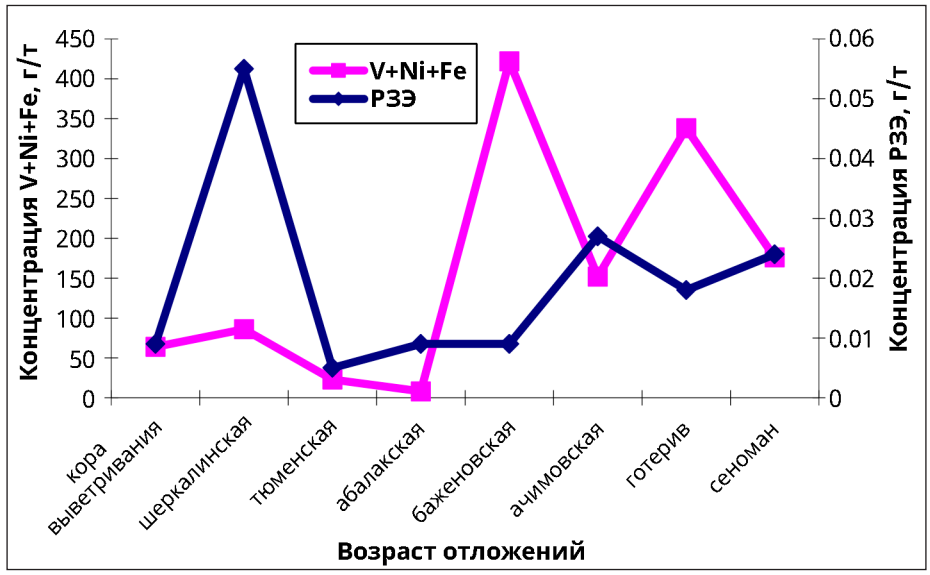



*Рис. 3. Соотношение содержаний ∑V, Ni, Fe и РЗЭ в нефтях Шаимского района*

роли глубинных факторов, о проникновении и влиянии гидротермальных глубинных растворов, поставляющих дополнительные МЭ в состав нафтидов. Именно высокие связи микроэлементного состава нефтей с составом земной коры, особенно с составом нижней, увеличивающиеся в регионе с более активным тектоническим режимом и более интенсивно прогретом, возрастающие в более глубинных горизонтах и в более древних, могут свидетельствовать о миграции по проницаемым зонам, о дополнительных источниках УВ, возможно, из глубокопрогретых палеозойских отложений, залегающих на фундаменте и имеющих с ним непосредственную связь.

В ряде исследований высоко оценивается перспективность юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ. К геохимическим аргументам можно отнести: трассируемые зоны высокопреобразованного ОВ в отложениях баженовской свиты (по величинам содержания ванадия и ванадилпорфиринов), свидетельствующие о наличии очагов генерации в нижележащих осадочных толщах, геохимические данные о процессах нефтеобразования in situ в палеозойском комплексе (по широкому комплексу биогенных МЭ), благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений, что выражается в относительно высоком содержании $C_{орг}$ и битумоидов, в умеренной и достаточной катагенетической прогретости недр, высоком реализовавшемся генерационном потенциале [7-9]. Данные по высокой корреляционной связи микроэлементного состава нефтей изученных регионов с составом нижней коры также можно считать дополнительным аргументом в пользу перспективности отложений доюрского комплекса.

## Заключение

Проведен корреляционный анализ связи микроэлементного состава нефтей ХМАО – Югры Западно-Сибирского НГБ с составами нижней, средней и верхней коры и биоты. Оценка зависимостей состава нафтидов с составом геохимических сред проведена на основе содержаний 60 МЭ в разновозрастных нефтях из различных по возрасту продуктивных комплексов региона Шаимского НГР и Среднеобской НГО в связи с нефтегазоносностью. По аналитическим материалам многих исследователей была скомпилирована база данных по оценке МЭ в нефтях различных регионов России, полученных методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS). Полигенный источник МЭ в нефтях, а также высокие связи микроэлементного состава нефтей с составами земной коры, особенно с составом нижней, увеличивающиеся в регионе с более активным тектоническим режимом и более интенсивно прогретом, возрастающие в более глубинных горизонтах и в более древних (Шаимский НГР относительно Среднеобской НГО), могут свидетельствовать о миграции по проницаемым зонам, о дополнительных источниках УВ за счет гидротермальных воздействий, возможно из глубокопрогретых палеозойских отложений, залегающих на фундаменте и имеющих с ними непосредственную связь.

Полученные выводы являются дополнительным аргументом к широкому развертыванию научно-исследовательских работ на юрские и глубокие доюрские горизонты Западно-Сибирского НГБ – нижний этаж нефтегазоносности.

**Финансирование: Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН (тема FMME-2022-0004, номер государственной регистрации 122022800270-0 и тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», номер государственной регистрации 122022800253-3) и по планам НИР ИТПЗ РАН и ИМГиГ ДВО РАН.**

ЛИТЕРАТУРА

1. **Пунанова, С. А.** Прикладная металлогения нафтидов / С.А. Пунанова. – Текст : электронный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Вып. 2(17). – URL: http://oilgasjournal.ru/issue_17/punanova.html.

2. **Родкин, М. В.** Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов / М.В. Родкин, С.А. Пунанова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 99-107.

3. **Готтих, Р. П.** Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней / Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий, Д.З. Журавлев. – Текст : непосредственный // Доклады Академии Наук. – 2008. – Т. 422. – № 1. – С. 88-92.

4. **Федоров, Ю. Н.** Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) / Ю.Н. Федоров, К.С. Иванов, Ю.В. Ерохин, Ю.Л. Ронкин. – Текст : непосредственный // Доклады Академии Наук. – 2007. – Т. 414. – № 3. – С. 385-388.

5. **Ронкин, Ю. Л.** Неорганические микроэлементы в сырых нефтях и их тяжелых фракциях Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области / Ю.Л. Ронкин, Ю.Н. Федоров, В.П. Алексеев. – Текст : непосредственный // ЕЖЕГОДНИК-2012. Тр. ИГГ УрО РАН. – 2013. – Вып. 160. – С. 280-287.

6. **Ivanov, K. S.** Inorganic Geochemistry of Crude Oils of Northern Eurasia after ICP-MS Data as Clear Evidence for Their Deep Origin / K.S. Ivanov, Y.V. Erokhin, D.A. Kudryavtsev. Text : electronic // Energies 2022. 15, 48. – URL: https://doi.org/10.3390/en15010048.

7. **Конторович, А. Э.** Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин. – Текст: непосредственный // Сб. материалов ВНИГРИ: СП-б. – 2008. – С. 68-77.

8. **Фомин, А. Н.** Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин. – Текст: непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 9. – С. 11-15.

9. **Пунанова, С. А.** Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири / С.А. Пунанова, В.Л. Шустер. – Текст: электронный // Георесурсы. – 2018. – Вып. 20. – № 2. – С. 67-80. – DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80.

10. **Пунанова, С. А.** О микроэлементном составе нефтей Ромашкинской группы месторождений / С.А. Пунанова, М.В. Родкин. – Текст: непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 75-80.

УДК 552.18:552.5:551.762.3

# СОПОСТАВЛЕНИЕ СОСТАВА И ПРОИСХОЖДЕНИЯ ЛЮМИНЕСЦИРУЮЩИХ ПРОСЛОЕВ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ И ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

**М.Ю. Зубков**

*(ООО «ЗапСибГЦ»)*

Рассмотрены минеральный и элементный составы люминесцирующих прослоев в составе баженовской свиты и доманиковых отложениях. Доказано, что люминесценция прослоев обусловлена присутствием в межслоевом пространстве иллита углеводородов, которые прочно удерживаются в нём крепкими ионными связями между $K^+$ и $O^{2-}$. Предполагается, что люминесцирующие прослои образовались в результате взаимодействия высокоэнтальпийных гидротермальных флюидов с органическим веществом, входящим в состав баженовской свиты и доманиковых отложений, которые генерировали углеводороды и последующего калиевого метасоматоза. Калиевый метасоматоз был вызван выделением из гидротерм $CO_2$ вследствие падения их давления и температуры при их поступлении в придонные морские воды. Люминесцирующие кремнистые разновидности, скорее всего образовались также вследствие внедрения гидротерм, но в этом случае люминесцируют углеводороды, захваченные в виде микропримесей (эмульсии) образовавшимися микрокристаллами гидротермального кварца.

*Люминесцирующие прослои, иллит, углеводороды, калиевый метасоматоз.*

# COMPARISON OF THE COMPOSITION AND ORIGIN OF LUMINESCREAM LAYERS IN THE BAZHENOV FORMATION AND DOMANIK DEPOSITS

**M.Y. Zubkov**

*ZapSibGC LLC*

The mineral and elemental compositions of luminescent interlayers in the Bazhenov Formation and Domanik deposits are considered. It has been proven that the luminescence of interlayers is associated with the presence of hydrocarbons in the interlayer space of illite, which are firmly achieved by strong ionic bonds between $K^+$ and $O^{2-}$. It is observed that luminescent interlayer formations arise as a result of the interaction of high-enthalpy hydrothermal fluids with organic radiation directed to the composition of the Bazhenov Formation and domestic deposits, generated by hydrocarbons and encountered by potassium metasomatism. Potassium metasomatism was caused by the release of $CO_2$ from hydrotherms due to a drop in their, due to a decrease pressure and temperature when they enter the bottom sea waters. The luminescent siliceous varieties were most likely also formed as a result of the intrusion of hydrotherms, but in this case hydrocarbons are luminescent, trapped in the form of microimpurities (emulsions) by the formed microcrystals of hydrothermal quartz.

*Luminescent interlayers, illite, hydrocarbons, potassium metasomatism*

В отложениях баженовской свиты (БС) были обнаружены люминесцирующие в ультрафиолетовом свете (УФ) маломощные (1-10 мм) прослои (ЛП), которые по мнению изучавших их специалистов имеют вулканогенную (пепловую) природу [1-5]. Однако несмотря на выполненные комплексные литолого-геохимические исследования этих прослоев с применением различных физических и химических методов, природа их люминесценции в УФ свете до сих пор окончательно не установлена. Часть исследователей считает, что причиной люминесценции является присутствие в составе этих прослоев

цеолитов, образовавшихся по полевым шпатам [1, 4, 5], другие авторы полагают, что это явление обусловлено наличием в них металлоорганических комплексов [2, 3].

Похожие ЛП нами обнаружены в доманиковых отложениях (ДО) Кашаевской площади, расположенной в северо-западной части Оренбургской области. Нам не известны, посвященные этим прослоям публикации, в которых были бы отражены особенности их вещественного состава, давалась пиролитическая характеристика и выдвигались предположения об их генезисе. Поэтому в настоящей публикации проводится сопоставление состава БС и ДО, а также входящих в их состав ЛП и рассматриваются возможные варианты их происхождения и причин их люминесценции.

Исследования отобранных образцов проводились с использованием оптической (бинокуляр Bresser Advance ICD, поляризационный микроскоп Nikon Eklipse LV 100 POL) и электронной (растровый микроскоп OXFORD istruments с микрозондом) микроскопии.

Рентгеноструктурный анализ (РСА) образцов осуществлялся с использованием дифрактометра общего назначения (ДРОН-3М).

Пиролитические исследования образцов, отобранных из ЛП и собственно самого доманика, осуществлялось пиролитическим методом на модифицированном программно-аппаратурном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000.2».

Содержание в образцах органического углерода ($C_{орг}$) определялось на анализаторе АН 7529-М, после удаления карбонатов.

Из интервала ДО, вскрытого одной из скважин на Кашаевской площади мощностью 55 м, которая выбрана в качестве базовой, отобрано 18 образцов из ЛП и 29 образцов из собственно ДО. В разрезах других скважин число ЛП не превышает 8-10. Расстояние между соседними ЛП варьирует от первых сантиметров до 16 метров. Их толщина изменяется от 1-2 до 6-8 мм.

Данные о составе БС и входящих в её состав ЛП взяты из публикаций [1-5], из которых следует, что толщина ЛП в разрезе БС варьирует от 1 до 15 мм, их количество изменяется от 3 до 14, а расстояние между ними варьирует от 1-3 до 5-10 м [3].

Отметим, что рассматриваются всего два образца, отобранных из БС [4], поэтому они не отражают всего многообразия литологических типов пород, присутствующих в её составе. Судя по всему, эти образцы представляют собой силициты, поэтому в них полностью отсутствуют карбонатные минералы, в отличие от ДО (табл. 1).

*Таблица 1*

**Содержание главных породообразующих компонентов в составе образцов баженовской свиты (Западная Сибирь) и доманиковых отложений (Оренбургская область)**

| № пп | Компонент | Бажен, по [4] | | Доманик, наши данные | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Содержание, % | Кол-во обр. | Содержание, % | Кол-во обр. |
| 1 | Органический углерод | 14,9-16,4 / 15,7 | 2 | 1,1-12,2 / 5,3 | 29 |
| 2 | Кварц | 51,2-63,0 / 57,1 | 2 | 26-88 / 58 | 29 |
| 3 | Полевые шпаты* | 6,0-7,2 / 6,6 | 2 | 0-28* / 5 | 29 |
| 4 | Хлорит | 2,3 | 1 | 0 | 29 |
| 5 | Иллит | 19,1-29,6 / 24,4 | 2 | 0-15 / 5 | 29 |
| 6 | Пирит | 9,8-11,9 / 10,9 | 2 | 0-13 / 3 | 29 |
| 7 | Кальцит | - | - | 2-64 / 24 | 29 |

** – в баженовской свите полевые шпаты представлены альбитом, в доманиковых отложениях – калиевой разновидностью (КПШ)*

Тем не менее, сопоставление вещественного состава отложений БС и ДО показало, что в среднем последние почти в три раза беднее $C_{орг}$, чем первые. Содержание кварца и полевых шпатов в обоих отложениях приблизительно одинаковое, а иллита и пирита в БС гораздо больше, чем в ДО (см. табл. 1). Кроме того, если в БС полевые шпаты представлены исключительно альбитом, то в ДО, напротив, присутствует только калиевый полевой шпат (КПШ), а в составе глинистых минералов, в отличие от БС в ДО полностью отсутствует хлорит.

Перейдем к рассмотрению вещественного состава ЛП, присутствующих в БС, по данным различных авторов [1-4] в сравнении с нашими данными для таковых, входящих в состав ДО (табл. 2).

*Таблица 2*

**Вещественный состав люминесцирующих прослоев, присутствующих в баженовской свите и доманиковых отложениях**

| № пп | Компонент | По [1] | | По [4] | | Наши данные | | Подтип А (по [3]) | Подтип Б (по [3]) | Кремнистый тип (по [3]) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Содержание, % | Кол-во обр. | Содержание, % | Кол-во обр. | Содержание, % | Кол-во обр. | Содержание, % | Содержание, % | Содержание, % |
| 1 | Органический углерод | 0,6-2,2 / 1,02 | 15 | - | 1 | 0,98-1,85 / 1,41 | 18 | - | - | - |
| 2 | Иллит | 9-66,9 / 45,44 | 12 | 63,7 | 1 | 9-63 / 42 | 18 | 11-32 | 63-81 | 1-2 |
| 3 | Альбит | 0,5-22,5 / 8,17 | 14 | 9 | 1 | - | 18 | 1-5* | 2-15* | 1-7* |
| 4 | Каолинит | 0,8-19,5 / 11,3 | 15 | 12,9 | 1 | - | 18 | 60-80 | 3-20 | 1-2 |
| 5 | Микроклин | 1,7-26,7 / 11,2 | 15 | - | 1 | 0-21 / 10 | 18 | - | - | - |
| 6 | Мусковит | 1,1-56,0 / 16,5 | 15 | - | 1 | - | 18 | - | - | - |
| 7 | Кварц | 0,4-10,7 / 3,0 | 14 | 2,0 | 1 | 13-42 / 24 | 18 | 1,5-6,0 | 1-5 | 70-90 |
| 8 | Пирит | 1,0-3,8 / 2,2 | 14 | 1,6 | 1 | 8-46 / 25 | 18 | 3-5 | 3-5 | 1,5-6,0 |
| 9 | Гипс | 0,2-3,1 / 1,3 | 4 | - | 1 | - | 18 | - | - | - |
| 10 | Доломит | 29,0 | 1 | - | 1 | - | 18 | 1-2** | 0-1** | 1-3** |
| 11 | Анкерит | 7,3 | 1 | - | 1 | - | 18 | - | - | - |
| 12 | Хлорит | - | 1 | 4,0 | 1 | - | 18 | - | - | - |
| 13 | Цеолит | - | 1 | 6,8 | 1 | - | 18 | - | - | - |

** – автор приводит суммарное содержание полевых шпатов без подразделения на альбит и микроклин;*
*** – автор приводит суммарное содержание всех карбонатов без подразделения на их разновидности*

Содержание органического углерода в ЛП из БС и ДО примерно одинаковое: 1,02 и 1,41 % соответственно [1]. Средняя концентрация иллита в ЛП, отобранных из БС (некоторые авторы добавляют сюда и монтмориллонит, и даже мусковит [1] или смешанослойные минералы [4]) изменяется от 10-30 до 80 % [1, 3, 4]. Причем в работе [3] выделяются три разновидности ЛП: две (А и Б) – это глинистые типы и одна – кремнистый тип. Тип А сложен преимущественно каолинитом, а тип Б –смешанослойной разновидностью (ССО) ряда иллит-монтмориллонит [3]. В каолинитовом подтипе (А) содержание иллита и ССО варьирует от 10 до 30 %, а каолинита – от 60 до 80 %, в иллит-ССО подтипе (Б) – от 60 до 80 % [3]. В кварцевом подтипе ЛП по данным того же автора ССО отсутствуют, а содержание иллита составляет всего 1-2 %.

Самые резкие различия в минеральном составе ЛП, отобранных из БС и ДО отмечаются в содержаниях альбита, карбонатов, каолинита, мусковита, гипса, хлорита и цеолитов, которые полностью отсутствуют в составе ЛП, отобранных из ДО.

Значительные различия между сравниваемыми ЛП наблюдаются также и в концентрациях в них пирита. Его содержание в ЛП, присутствующих в ДО в среднем в 4-8 раз больше, чем в ЛП, содержащихся в БС (см. табл. 2).

Наиболее близкие результаты определения концентраций иллита и ССО в составе ЛП обоих сравниваемых отложений, приводятся в публикациях [1, 4], а также для подтипа Б [3].

Проведенный сравнительный анализ вещественного состава ЛП, входящих в состав БС и ДО показал, что они заметно отличаются друг от друга, хотя отмечается и ряд близких значений концентраций некоторых минералов и содержания $C_{орг}$. В первую очередь это относится к иллиту (см. табл. 2).

Сопоставление элементного состава ЛП, присутствующих в БС и ДО показало, что содержание Al, Mg, Ca и Na в ЛП, отобранных из БС выше, чем в таковых, присутствующих в ДО, а Ba в последних полностью отсутствует (табл. 3). Напротив, концентрации Fe, Ti, K, P и S в ЛП, присутствующих в ДО гораздо выше, чем в ЛП, входящих в состав БС.

*Таблица 3*

**Элементный состав (вес. %) люминесцирующих прослоев в составе баженовской свиты (Западная Сибирь) и доманиковых отложений (Оренбургская область)**

| № пп | Si | Al | Mg | Fe | Ti | Ca | K | P | Na | Ba | S | O |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Бажен, по [1] | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 27,3 | 17,6 | 0,66 | 1,00 | 0,48 | 0,50 | 1,99 | 0,13 | - | 0,09 | 1,10 | 49,15 |
| 2 | 23,5 | 17,3 | 0,54 | 0,70 | 0,24 | 4,30 | 1,41 | 1,98 | 0,37 | 0,0 | 0,80 | 48,86 |
| 3 | 25,7 | 17,7 | 0,72 | 1,56 | 0,24 | 0,28 | 2,16 | 0,09 | 1,18 | 0,90 | 1,60 | 47,87 |
| 4 | 22,5 | 15,3 | 3,00 | 0,62 | 0,18 | 8,00 | 2,32 | 0,04 | 0,74 | 0,36 | 0,80 | 46,14 |
| 5 | 26,2 | 17,0 | 1,10 | 1,17 | 0,24 | 0,57 | 2,57 | 0,18 | 1,18 | 0,54 | 1,00 | 47,53 |
| 6 | 25,8 | 17,3 | 1,14 | 1,17 | 0,24 | 1,28 | 1,90 | 0,09 | 1,18 | 0,36 | 1,30 | 48,25 |
| 7 | 26,0 | 15,6 | 1,38 | 2,50 | 0,24 | 0,64 | 1,83 | 0,13 | 2,00 | 0,36 | 1,90 | 47,42 |
| 8 | 24,6 | 17,8 | 0,96 | 0,86 | 0,24 | 0,43 | 2,49 | 0,09 | 0,96 | 0,18 | 0,90 | 50,49 |
| 9 | 25,4 | 15,0 | 0,84 | 3,12 | 0,24 | 1,14 | 2,00 | 0,18 | 1,55 | 0,36 | 3,10 | 47,07 |
| 10 | 25,5 | 16,7 | 1,21 | 0,78 | 0,24 | 1,07 | 4,15 | 0,13 | 0,74 | 0,54 | 1,00 | 47,94 |
| 11 | 26,2 | 16,9 | 1,21 | 0,70 | 0,24 | 0,50 | 4,07 | 0,09 | 0,89 | 0,09 | 0,90 | 48,21 |
| 12 | 26,9 | 16,9 | 1,14 | 1,00 | 0,18 | 0,21 | 3,24 | 0,04 | 0,96 | 0,18 | 0,70 | 48,55 |
| 13 | 25,2 | 16,9 | 0,84 | 2,26 | 0,24 | 0,28 | 2,74 | 0,09 | 1,04 | 0,45 | 2,50 | 47,46 |
| 14 | 25,0 | 15,3 | 1,80 | 1,72 | 0,24 | 2,27 | 3,40 | 0,09 | 1,04 | 0,90 | 1,70 | 46,54 |
| 15 | 26,7 | 16,8 | 0,84 | 1,09 | 0,24 | 0,36 | 2,99 | 0,09 | 1,33 | 0,18 | 1,20 | 48,18 |
| 16 | 27,1 | 16,5 | 1,02 | 0,86 | 0,24 | 0,50 | 1,58 | 0,09 | 2,29 | 0,27 | 0,80 | 48,75 |
| Среднее | 25,6 | 16,7 | 1,15 | 1,32 | 0,25 | 1,40 | 2,55 | 0,27 | 1,09 | 0,36 | 1,33 | 48,03 |
| Бажен, по [4] | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 25,8 | 17,7 | 0,80 | 1,90 | 0,28 | 0,34 | 2,80 | 0,09 | 1,34 | 1,41 | 0,11 | 48,1 |
| Бажен, по [5] | | | | | | | | | | | | |
| Интервал значений | 24,9-25,2 | 19,0-20,6 | 0,75-0,96 | 0,95-1,92 | 0,24 | 0,21-0,29 | 2,1-2,2 | - | 0,93-0,98 | - | - | 47,2-49,5 |
| Доманик (наши данные) | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 21,8 | 14,2 | 0,62 | 2,76 | 1,05 | - | 4,48 | 0,34 | - | - | 1,55 | 53,20 |
| 2 | 5,2 | 3,4 | 0,20 | 29,27 | 0,68 | 1,60 | 1,01 | 0,84 | - | - | 29,94 | 27,86 |
| 3 | 22,5 | 15,1 | 1,11 | 1,93 | 5,50 | - | 3,88 | - | 0,91 | - | 1,25 | 47,82 |
| 4 | 20,6 | 13,7 | 1,27 | 3,26 | 0,20 | - | 3,89 | 0,38 | - | - | 0,90 | 55,8 |
| 5 | 13,1 | 4,6 | - | 16,81 | - | 2,63 | 4,36 | 1,17 | - | - | 18,21 | 39,12 |
| 6 | 23,4 | 7,5 | 0,41 | 12,29 | 0,44 | 0,49 | 3,63 | 0,69 | - | - | 7,95 | 43,20 |
| 7 | 28,9 | 18,1 | - | 0,33 | - | - | 9,83 | - | - | - | 0,19 | 42,65 |
| 8 | 24,9 | 13,7 | 0,99 | 6,20 | 1,43 | - | 5,68 | 0,60 | - | - | 2,44 | 44,06 |
| Среднее | 20,1 | 11,3 | 0,58 | 9,11 | 1,16 | 0,59 | 4,60 | 0,50 | 0,11 | - | 7,80 | 44,21 |

Высокое содержание Fe и S в ЛП, отобранных из ДО, объясняется присутствием в них большого количества пирита, а P и Ca – наличием мелких зерен апатита. Значительные концентрации калия в тех же ЛП связаны с высоким содержанием в них иллита и в меньшей степени с содержанием КПШ. Ti, вероятно, присутствует как в форме собственного минерала – рутила, так и в виде изоморфной примеси в кристаллической структуре иллита, замещая Al (см. табл. 3).

В целом, ЛП, входящие в состав БС, по данным различных авторов содержат большое количество глинистых минералов, среди которых преобладают иллит и ССО на основе иллита и монтмориллонита [1-5]. Даже в каолинитовом подтипе (А) их доля составляет 10-30 % [3]. Исключением из этой закономерности является кремнистый тип, в котором содержание иллита не превышает 1-2 % [3].

В настоящее время отсутствует ясное представление о причинах люминесценции ЛП. Сохранение люминесценции после горячей экстракции в различных органических растворителях привело ряд исследователей к выводу о том, что люминесценция ЛП не связана с органическим веществом, которое в небольшом количестве (немногим более 1 %) присутствует в них (см. табл. 2).

В публикациях [1, 4, 5] утверждается, что люминесценция ЛП обусловлена присутствием в их составе цеолитов. Однако лишь в публикации [5] говорится, что цеолиты представлены натролитом, развивающимся по полевым шпатам. В остальных публикациях не приводится конкретное название минерального вида цеолита, якобы присутствующего в составе ЛП. Однако на дифрактограмме, приведенной в публикации [4], рефлекс, отнесенный авторами этой работы к цеолиту, не принадлежит натролиту. То есть вопрос о присутствии люминесцирующего цеолита остается открытым.

Автор [3] считает, что люминесценция обусловлена «металлорганическими комплексами, подвергшимися преобразованию под влиянием вулканогенного материала». То есть допускает присутствие в ЛП, входящих в состав БС, органического вещества (ОВ).

Попробуем разобраться в причине люминесценции ЛП на примере таковых, входящих в состав ДО.

В начале отметим, что минеральный состав доманика разительно отличается от такового ЛП. Он сложен преимущественно Кв (в среднем 54 %) и Кц (в среднем 36 %) с небольшой примесью Ил, Пи и ПШ (см. табл. 1 и табл. 2).

На снимке РЭМ образца доманика с многослойным элементным изображением («картой» распределения элементов по поверхности снимка) хорошо видно, что основными породообразующими элементами являются Si и Ca с примесью Al, K, Fe и S, то есть, он сложен преимущественно кремнеземом и кальцитом с небольшой примесью Ил и (КПШ), а Пи на снимке присутствует в виде всего четырех мелких зерен (рис. 1).

Самые тонкие (толщиной 1,0-1,5 мм) ЛП в составе доманика можно рассмотреть в петрографических шлифах при небольшом увеличении (рис. 2). В них хорошо видны многочисленные мелкие зерна и крупные агрегаты Пи, имеющие темно-синий цвет на рис. 2в, редкие остроугольные и овальные зерна Кв и КПШ (см. рис. 2а, б). Основная часть ЛП сложена Ил, который особенно хорошо выделяется желтовато-зеленоватым цветом люминесценции в УФ свете на рис. 2г.

На снимке РЭМ фрагмента поверхности ЛП так же, как и доманика, выполненного с многослойным элементным изображением, хорошо видны основные породообразующие элементы, представленные Si, Al, K, Fe и S (рис. 3). Из полученных данных несложно восстановить его минеральный состав, который представлен в основном Ил с примесью Кв и КПШ, а также многочисленными разноразмерными зернами Пи (см. рис. 3).

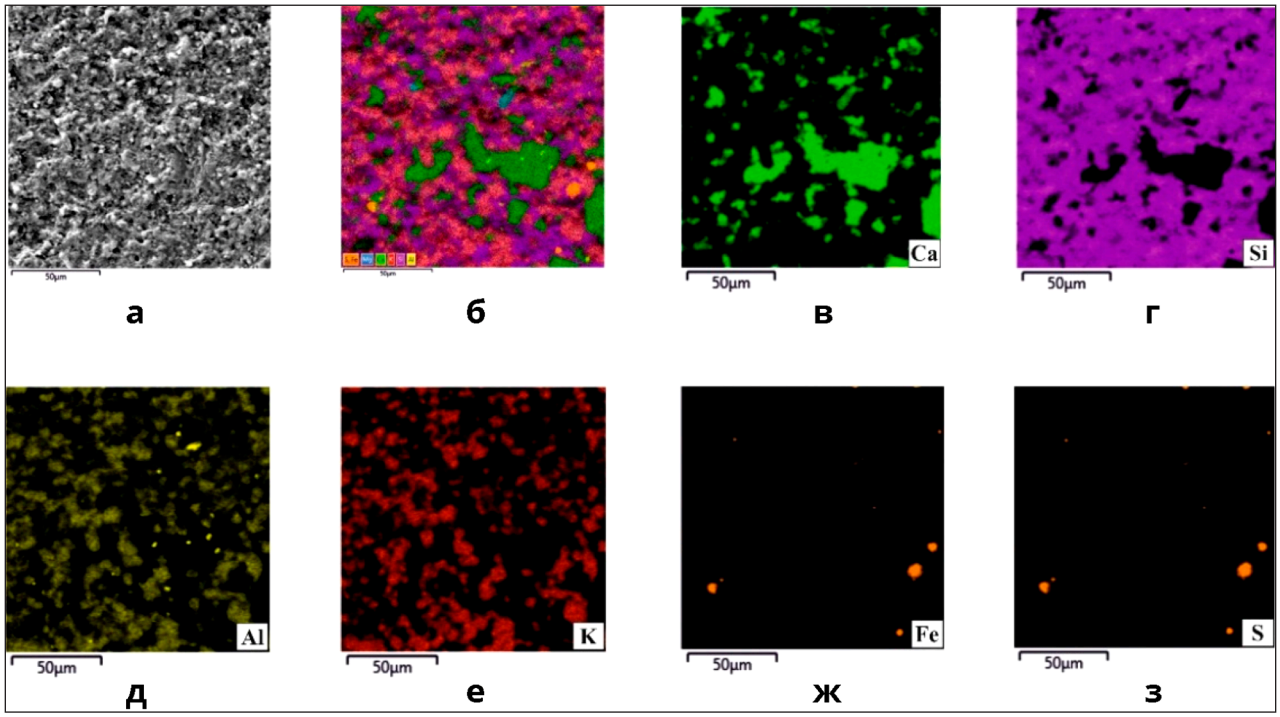



*Рис. 1. Снимок РЭМ доманика (а); его многослойное элементное изображение (б); распределения элементов по его площади, входящих в состав: кальцита (в), кварца с иллитом и калишпатом (г-е) и пирита (ж, з)*

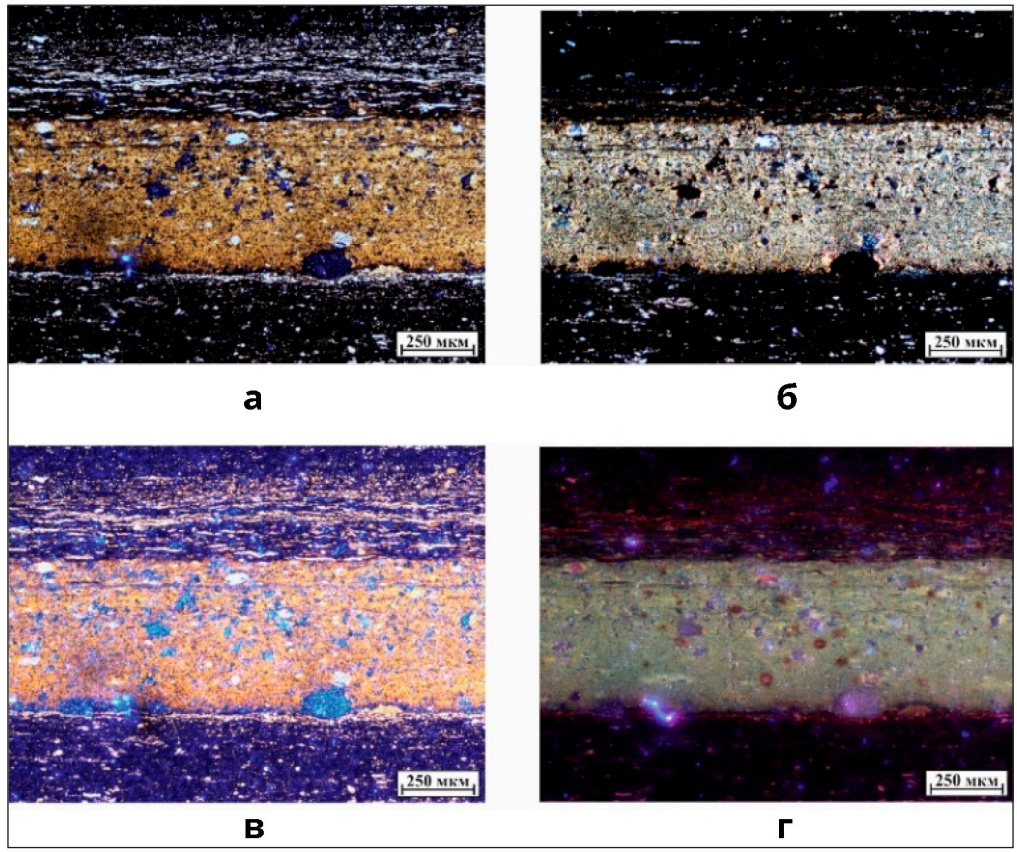



*Рис. 2. Фотографии петрографического шлифа образца доманика с люминесцирующим прослоем, снятые без (а) и с анализатором (б), а также в комбинированном отраженно-проходящем (в) и ультрафиолетовом (г) свете (пояснения в тексте)*

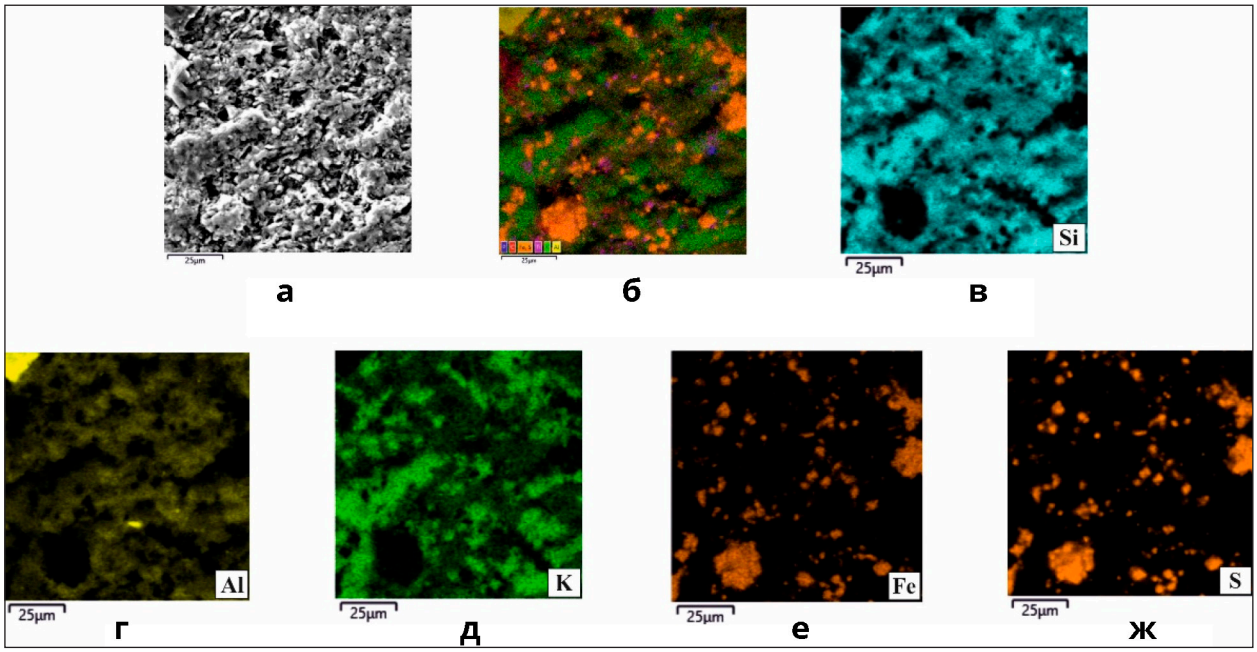



*Рис. 3. Снимок РЭМ люминесцирующего прослоя (а); его многослойное элементное изображение (б) и распределение элементов по его площади, входящих в состав: иллита (в-д) и пирита (е-ж)*

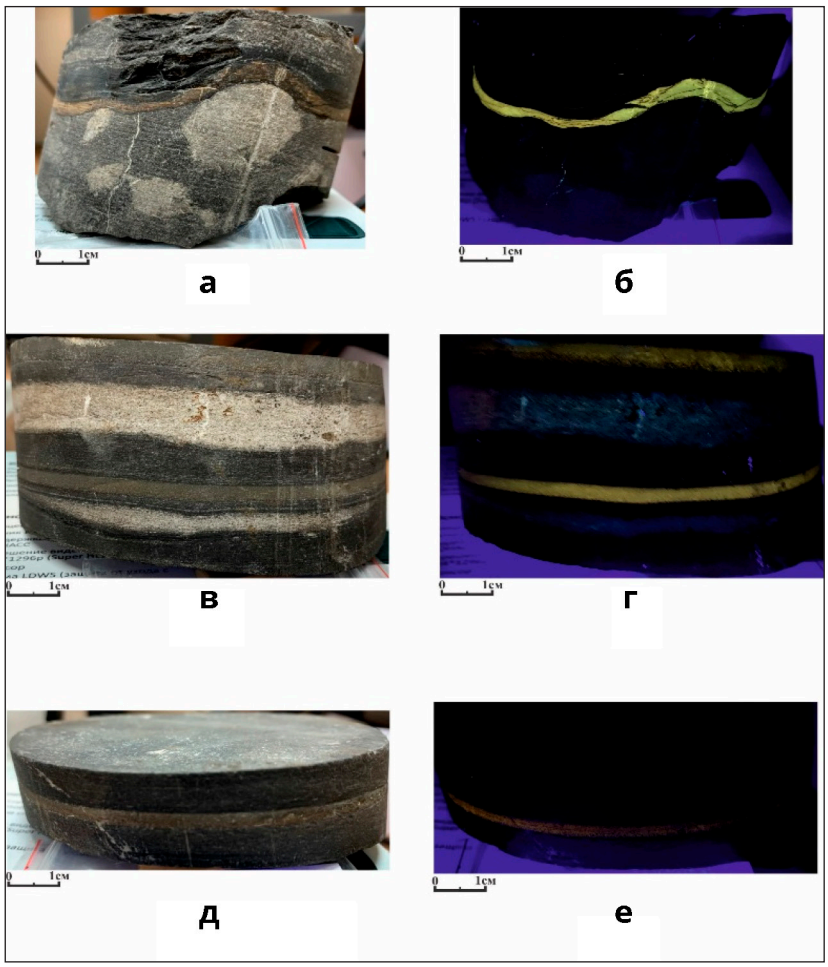



*Рис. 4. Фотографии образцов доманика с люминесцирующими прослоями, снятые в белом (а, в, д) и УФ (б, г, е) свете, характеризующихся яркой (а, б), средней (в, г) и слабой (д, е) люминесценцией*

Следует обратить внимание на тот факт, что сами по себе люминесцирующие в УФ свете прослои обладают различной интенсивностью люминесценции, которую можно условно подразделить на три категории: яркую, среднюю и слабую (рис. 4, 5). Лучше всего отдельные мелкие зерна пирита и его агрегаты видны на снимках, сделанных в отраженно-проходящем свете, на которых он выделяется темно-синим до черного цветом (см. рис. 5).

Рассмотрим, как изменяется минеральный состав выделенных трех категорий ЛП. Ранее было показано, что главными породообразующими минералами в их составе являются Ил, Кв, КПШ и Пи. Причем по мере перехода от образцов, обладающих яркой люминесценцией через таковые со средней к образцам со слабой

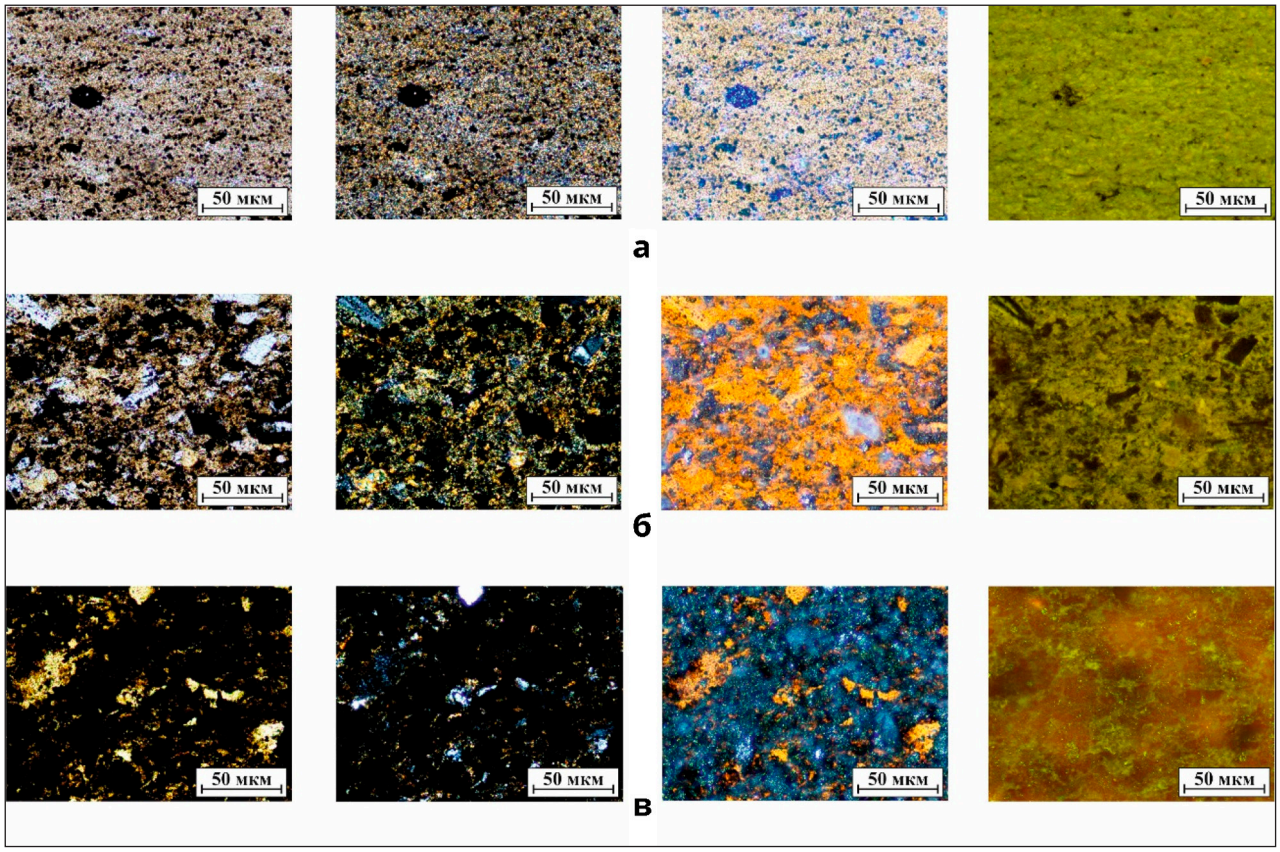



*Рис. 5. Фотографии петрографических шлифов образцов, обладающих различной интенсивностью люминесценции: а – яркой; б – средней; в – слабой. Слева направо шлифы сняты: без и с анализатором, в отраженно-проходящем свете и при ультрафиолетовом освещении*

люминесценцией наблюдается закономерное уменьшение в их составе Ил, и, напротив, рост содержания Кв, КПШ и Пи (табл. 4, рис. 6).

*Таблица 4*

**Минеральный состав прослоев, люминесцирующих с различной интенсивностью**

| Иллит | Кварц | Калишпат | Пирит | Кол-во обр. |
|---|---|---|---|---|
| Яркая | | | | |
| 41-78 / 56 | 0-25 / 14 | 0-14 / 9 | 11-28 / 21 | 8 |
| Средняя | | | | |
| 32-37 / 34 | 11-20 / 16 | 9-18 / 13 | 26-46 / 37 | 6 |
| Слабая | | | | |
| 10-20 / 16 | 19-39 / 27 | 18-20 / 19 | 32-43 / 38 | 3 |

Напомним, что из-за того, что экстракция в органических растворителях образцов из ЛП, отобранных из баженовской свиты, не приводит к исчезновению их люминесцирующих свойств, исследователями был сделан вывод о том, что их люминесценция не обусловлена присутствием в них УВ, если не считать предположение о металлоорганических комплексах [1-5]. Действительно, и образцы из ЛП, входящих в состав ДО, после горячей спирто-бензольной экстракции, также сохранили свои люминесцирующие

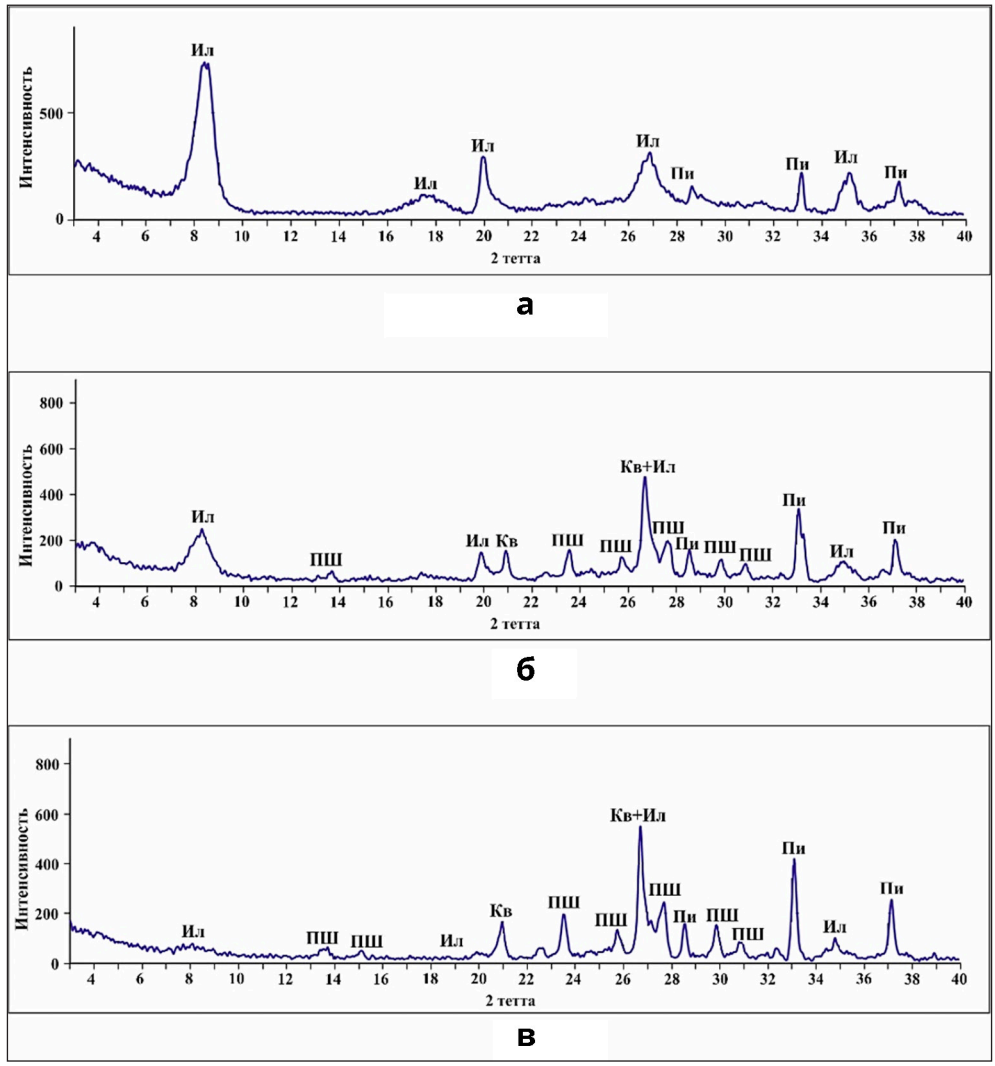



*Рис. 6. Дифрактограммы прослоев, люминесцирующих с разной интенсивностью: а – яркой; б – средней; в – слабой*

свойства. Поэтому, представляет известный интерес изучить результаты пиролитических исследований, выделенных трех категорий ЛП, и сравнить их между собой, а также и с теми же свойствами образцов из ДО. Так как нельзя только на основании результатов проведенной экстракции полностью исключить возможность присутствия в ЛП УВ, которые могут являться действительной причиной их люминесцентных свойств. А сохранение люминесцирующих свойств после экстракции может быть связано с прочной связью УВ с кристаллической структурой, например, иллита.

Сопоставление пиролитических характеристик, рассматриваемых трех категорий образцов из ЛП показало, что среднее содержание в них $C_{орг}$ закономерно уменьшается от 1,51 до 1,16 %, по мере перехода от образцов с яркой люминесценцией к слабой (табл. 5). Средние значения параметра $S_1$ не проявляют закономерных изменений при переходе от одной категории образцов из ЛП к другой. Напротив, средние значения $S_2$, HI и $T_{max}$ изменяются вполне закономерно: все эти параметры при переходе от образцов с яркой люминесценцией к таковым со слабой уменьшают свои значения (см. табл. 5).

*Таблица 5*

**Пиролитическая характеристика прослоев, люминесцирующих с различной интенсивностью, отобранных из доманиковых отложений**

| $C_{орг}$ | $S_1$ | $S_2$ | HI | $T_{max}$ | $S_1/S_2$ | Кол-во обр. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Яркая | | | | | | |
| 0,99-1,85<br>1,51 | 0,099-0,456<br>0,206 | 0,522-1,710<br>1,217 | 28-118<br>82 | 455-490<br>472 | 0,08-0,29<br>0,18 | 8 |
| Средняя | | | | | | |
| 0,98-1,75<br>1,39 | 0,077-0,346<br>0,171 | 0,238-1,853<br>0,916 | 24-161<br>68 | 440-475<br>457 | 0,08-0,48<br>0,22 | 6 |
| Слабая | | | | | | |
| 1,07-1,49<br>1,16 | 0,075-0,392<br>0,234 | 0,501-0,973<br>0,705 | 47-65<br>57 | 449-451<br>450 | 0,12-0,47<br>0,33 | 3 |

Пиролитическая характеристика образцов, отобранных из ДО резко отличается от таковой образцов из ЛП. Они гораздо богаче $C_{орг}$ (в среднем в 4,2 раза), значения $S_1$ и $S_2$ в них в среднем больше, чем в ЛП в 5,5 и 6,2 раза соответственно (табл. 6). Средние значения $T_{max}$ немного выше, а величина HI в среднем больше в них, чем в таковых из ЛП в 1,6 раз. Средняя величина отношения $S_1/S_2$, напротив, больше в образцах, отобранных из ЛП, чем из ДО в 1,4 раза (см. табл. 6). Это объясняется тем, что в отличие от образцов, отобранных из ЛП, которые имеют приблизительно однотипный вид пирограмм, таковые, поднятые из ДО, характеризуются резко различными амплитудами пиков $S_1$ и $S_2$, присутствующих на их пирограммах (рис. 7).

*Таблица 6*

**Пиролитическая характеристика образцов доманика и люминесцирующих прослоев в его составе**

| Тип породы | $C_{орг}$, % на породу | $S_1$, мгУВ/г обр. | $S_2$, мгУВ/г обр. | $T_{max}$, °C | HI | $S_1/S_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Люмин. прослой | 0,98-1,85<br>1,41 | 0,08-0,39<br>0,20 | 0,52-1,85<br>1,01 | 440-490<br>462 | 10-161<br>67 | 0,08-0,47<br>0,21 |
| Доманик | 1,05-12,16<br>5,92 | 0,01-3,35<br>1,1 | 1,96-13,3<br>6,21 | 460-488<br>467 | 32-197<br>103 | 0,004-0,41<br>0,15 |

Использование пиролизера в комплексе с хромато-масс-спектрометром позволило более детально изучить углеводородный состав пиков $S_1$ и $S_2$ в образцах, отобранных из ЛП и ДО без дробного разделения на отдельные УВ. Эти исследования позволили установить, что распределение насыщенных и нафтеновых УВ в составе пика $S_1$ примерно одинаковое в обоих типах образцов, а в составе пика $S_2$ их распределение значительно отличается (рис. 8а-г). Относительное содержание этих типов УВ в составе пика $S_2$ образца ДО гораздо меньше, чем в таковом, отобранном из ЛП, и они выделяются раньше и гораздо быстрее, чем в последнем. Распределение гопанов и стеранов одинаковое в обоих типах образцов.

Внимательное изучение петрографических шлифов под микроскопом позволило установить, что, если в ДО присутствует ОВ одного типа, представляющее собой темно-коричневый до черного битум, содержащий в своем составе УВ, скорее всего, в виде «твердого» раствора (пик $S_1$) [6], то в состав ЛП входят два типа ОВ. Первый – аналогичный тому, что присутствует в ДО, а второй – связан непосредственно с иллитом. Первый тип ОВ в петрографических шлифах ЛП обладает темно-коричневым, почти черным цветом и не люминесцирует в УВ свете, а второй тип, люминесцирующий в УФ свете, придает коричневый оттенок чешуйкам иллита (рис. 9).

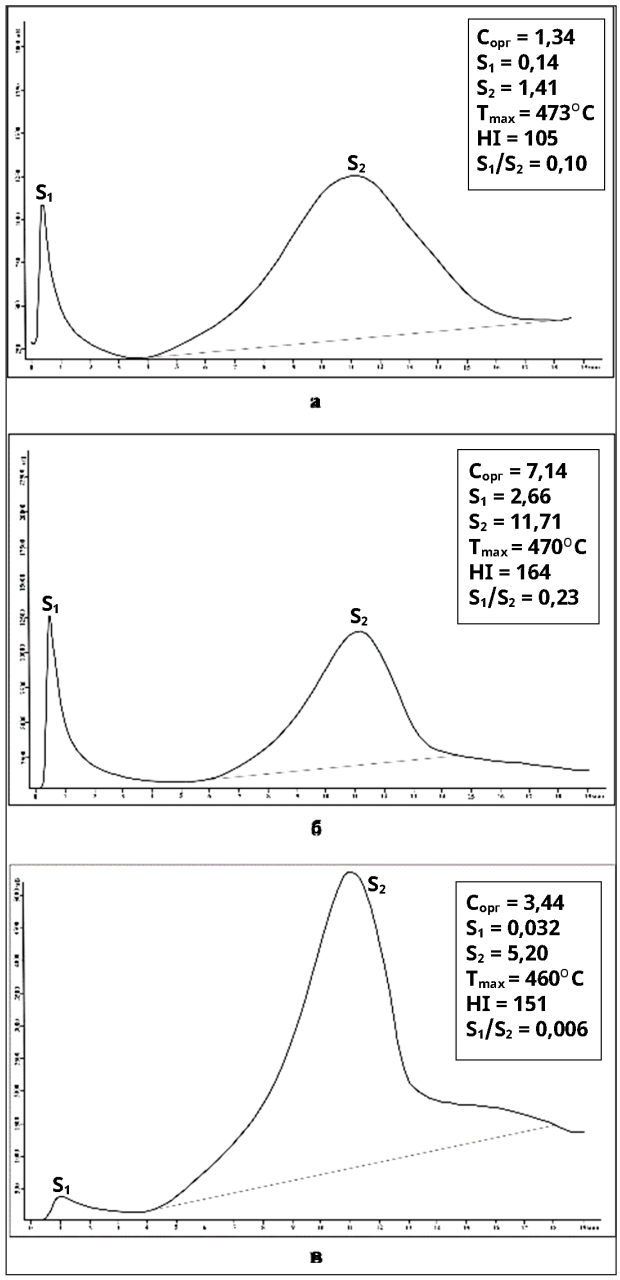



*Рис. 7. Пирограммы типичного образца из ЛП (а) и из доманика с большой (б) и маленькой (в) амплитудой пика $S_1$*

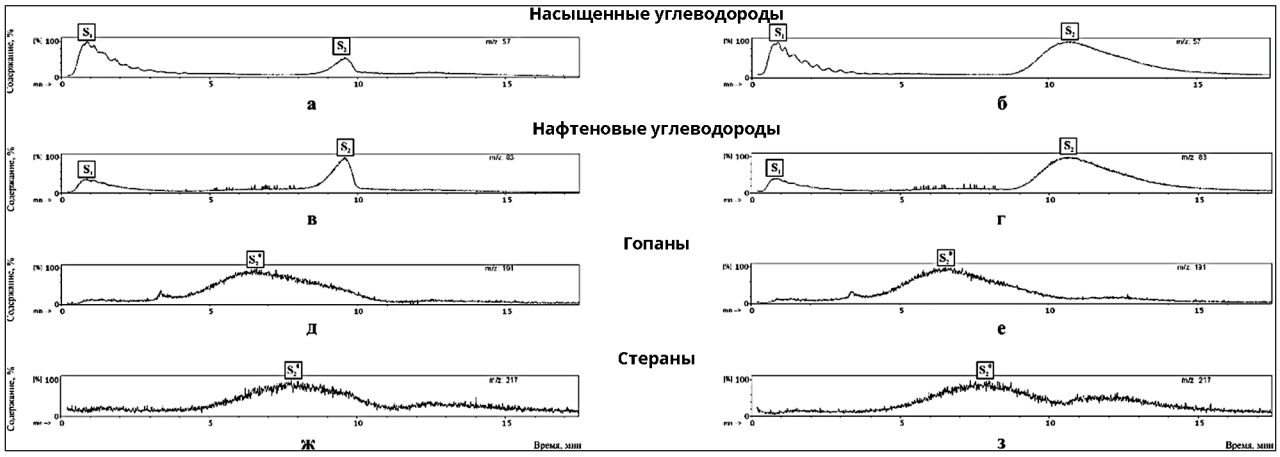



*Рис. 8. Масс-хроматограммы по общему току (TIC) образцов, отобранных из доманика (а, в, д, ж) и люминесцирующего прослоя (б, г, е, з); распределения: насыщенных УВ (а, б); нафтеновых УВ (в, г); гопанов (д, е); стеранов (ж, з)*

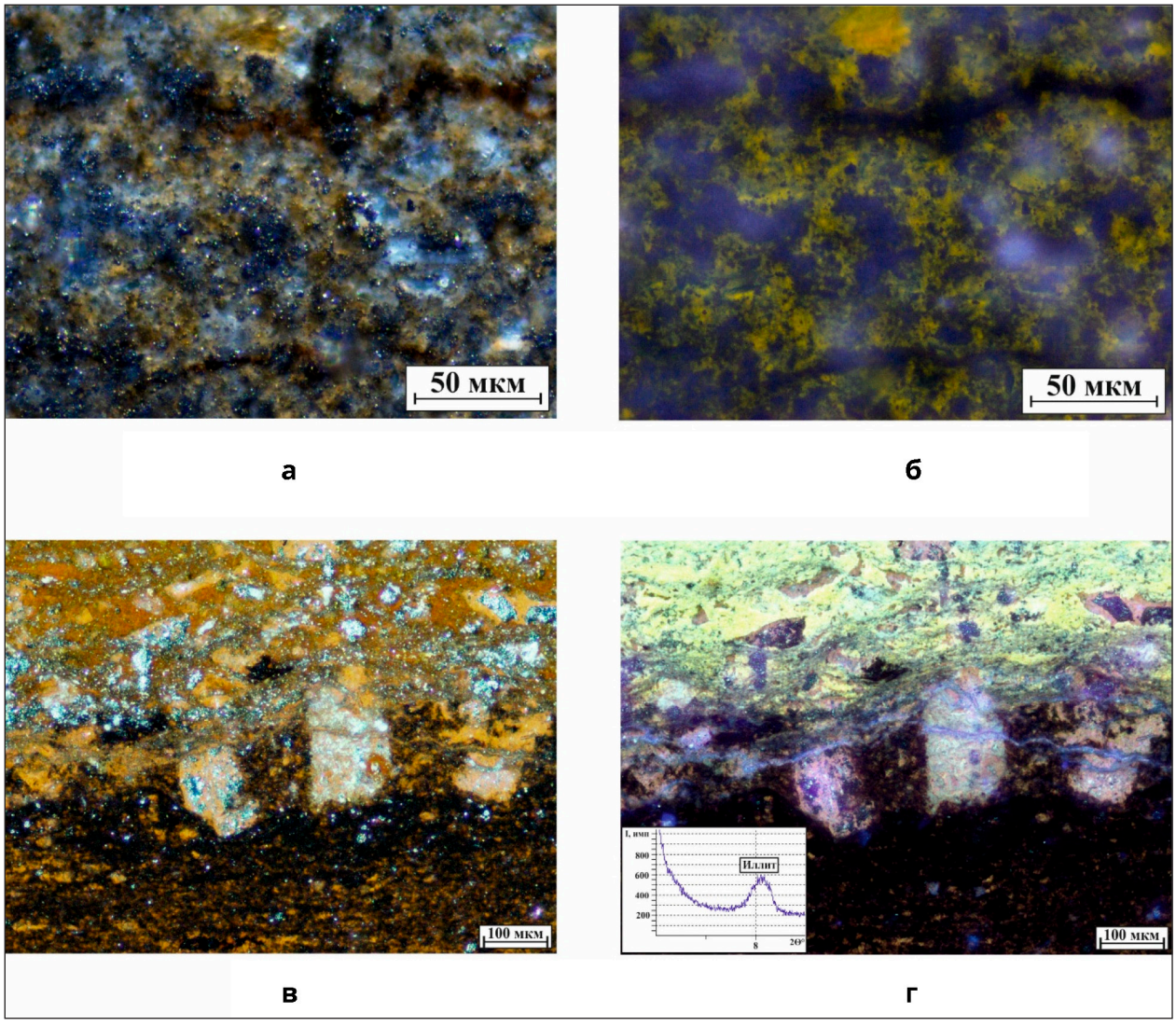



*Рис. 9. Фотографии петрографических шлифов люминесцирующих прослоев, снятые в отраженно-проходящем (а, в) и ультрафиолетовом (б, г) свете; на вставке снимка г приведен фрагмент дифрактограммы с главным базальным отражением люминесцирующего иллита, обработанного парами глицерина*

Резкое отличие состава и свойств ЛП от вмещающих их пород ДО предполагает какой-то иной источник осадочного материала, из которого они сформировались. Можно было бы представить, что они являются продуктом вулканических извержений (пеплопад), как это предполагается исследователями, изучавшими ЛП в составе БС [1-5]. Однако следующие факты опровергают эту точку зрения.

Во-первых, глинистые минералы, образующиеся из пепла и отложившиеся на дне моря, как правило, характеризуются оптической ориентацией, а в рассматриваемых ЛП, входящих в состав ДО, чешуйки иллита по результатам их изучения с использованием оптического и растрового электронного микроскопа, расположены хаотичным образом (см. рис. 3а, рис. 5 и рис. 10).

Во-вторых, продукты пеплопада распространяются на многие сотни и даже тысячи километров, образуя стратифицированные отложения в морских осадках, а в разрезах ДО, вскрытых скважинами в пределах одной и той же площади, в базовой скважине их число насчитывает 38 слойков, а в остальных их количество не превышает 8-10 слоев.

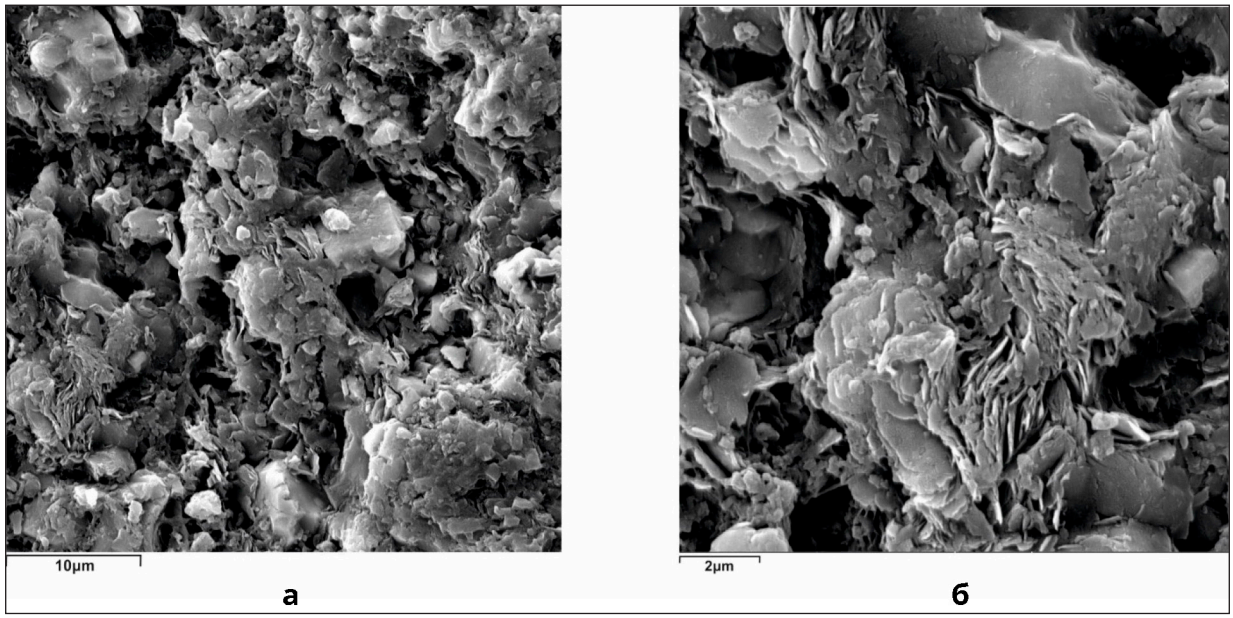



*Рис. 10. Снимки РЭМ образцов из люминесцирующего прослоя (а, б) с последовательным увеличением слева направо*

В-третьих, в базовой скважине в составе образцов ДО, отобранных в непосредственной близости от ЛП в небольшом количестве встречаются обломочные зерна кварца и КПШ (см. табл. 1), в то время как в составе ДО, вскрытых другими скважинами, они практически полностью отсутствуют.

В-четвертых, в составе ЛП присутствует большое количество разноразмерных микрозерен пирита и их агрегатов, часто имеющих форму капелек, содержание которых достигает 40-45 %, в то время как в ДО его концентрация не превышает 8-10 %, составляя в среднем всего 4 %, то есть почти на порядок меньше чем в ЛП (см. рис. 2, 3, 5, 6, 9, табл. 1, 2).

Перечисленные выше факты позволяют предположить, что ЛП – это разновидность продуктов деятельности древних морских черных курильщиков, то есть результат подводной гидротермальной деятельности. Однако здесь необходимо отметить, что минеральный состав ЛП заметно отличается от такового современных и известных древних черных курильщиков, в которых кроме пирита, присутствуют другие разновидности сульфидов, а также кремнезем, барит [7].

Тем не менее, выполненное физико-химическое моделирование в системе морская вода-магматическая порода, позволило установить, что при невысоких температурах (110 °С и ниже), если магматическая порода имеет кислый состав (например, представлена дацитом), то возможно образование, по крайней мере, монтмориллонита [7].

Таким образом, если предположить, что происходит взаимодействие высокоэнтальпийных гидротермальных флюидов, отделяющихся от кислой интрузии, богатой калием и фемическими минералами, содержащими большое количество железа, то становится возможным выщелачивание из них элементов, необходимых для образования иллита и пирита. Вероятнее всего, что сера, вошедшая в состав пирита, также имеет эндогенное происхождение, как и в установленных современных и древних черных курильщиках, а также гидротермальных отложениях вулканических районов [7-9].

Помимо растворенных компонентов гидротермальные флюиды выносят вместе с собой также мелкие обломки минералов, входящих в состав этих интрузивов. Самые

крупные обломки и агрегаты пирита выпадают первыми и даже частично погружаются в осадок ДО, имеющий на тот момент еще рыхлую консистенцию. Причем обломки кварца носят следы выщелачивания, а зерна КПШ покрываются сверху тонкой пленкой иллита, которая люминесцируют в УФ свете (рис. 9в, г).

Следует также обратить внимание на тот немаловажный факт, что отделяющиеся от магматических тел высокоэнтальпийные гидротермальные флюиды взаимодействуют не только с этими телами, выщелачивая из них подвижные компоненты, но и проникая в ДО, вызывают активную генерацию нафтидов, присутствующим в их составе ОВ [10, 11]. Таким образом, образуется не просто гидротермальный, но гидротермально-нафтидный флюид. Именно из такого водно-нафтидного флюида, происходит образование люминесцирующего иллита.

Попробуем разобраться, насколько возможно присутствие УВ, а также гетеросоединений в межслоевом пространстве иллита. Для этого используем результаты пиролитических исследований и данные о минеральном составе ЛП. Проведем расчеты с использованием усредненных данных, приведенных в табл. 2 и 6, причем для удобства эти расчеты выполним на примере «усредненного» образца весом 100 г.

Объем такого образца из-за высокого содержания в нем пирита (в среднем 31 %) составит всего 30 см$^3$, а объем иллита в его составе – 20 см$^3$. Оставшиеся 10 см$^3$ – это объем, занимаемый Пи, Кв и КПШ.

Оценим размеры элементарной ячейки иллита вдоль оси с, то есть в перпендикулярном направлении по отношению к алюмокремнекислородным (АКК) слоям. Примем «толщину» АКК слоев в нем равной примерно 9,5 Å [12].

Чтобы приблизительно оценить ширину межслоевого пространства в структуре рассматриваемых кристаллов иллита воспользуемся результатами микрозондового анализа. Исходя из химической формулы иллита содержание калия в нем равно примерно 8 %, а в исследованных глинистых чешуйках его концентрация варьирует в пределах от 4,32 до 9,83, составляя в среднем 5,73 %. Поэтому можно предположить, что примерно 28,4 % от объема межслоевого пространства, этих чешуек, вместо $K^+$, занимают нафтиды.

Тогда на самом деле межслоевое пространство в кристаллах иллита не будет постоянным и будет изменяться приблизительно от около 3 Å (где присутствует только $K^+$) [12] до примерно 5 Å, где расположились цепочечные и кольцевые молекулы нафтидов [13]. Поэтому средний размер (ширина) межслоевого пространства в таких кристаллах иллита составит примерно 3,57 Å, а размер их элементарной кристаллической ячейки по оси с будет равен около 13,1 Å. Принимая эти условия, получим, что объем межслоевого пространства в элементарной кристаллической ячейке иллита составит 27,3 % от всего её объема.

Возвращаясь к «усредненному» образцу ЛП весом 100 г, в котором объем иллита составляет 20 см$^3$, получим, что объем межслоевого пространства в нем равен примерно 5,46 см$^3$, а доля этого пространства, занятая нафтидами – 1,55 см$^3$. Если перевести среднюю величину $C_{орг}$, присутствующего в образцах, отобранных из ЛП (см. табл. 6) в нафтиды, то получим их среднее объемное содержание близким к 1,91 см$^3$. Разница между полученными средними значениями суммарного объемного содержания нафтидов в ЛП и их долей, присутствующей в межслоевом пространстве иллита, составляет 0,36 см$^3$. Полученная разница – это усредненный объем битума, присутствующего между чешуйками иллита, а также зернами пирита, кварца и КПШ в составе «среднего» ЛП весом 100 г. Именно асфальто-смолистые компоненты битума вносят свой вклад в пик $S_2$, доля которых составляет примерно 25 % от всей площади пика $S_2$. Остальные 75 % этого пика – это УВ, выделяющиеся при пиролизе нафтидов, находящихся в межслоевом пространстве иллита (см. рис. 9).

Напомним еще раз критерии, которые позволяют предполагать, что образцы из ЛП обладают своим уникальным свойством люминесцировать в УФ свете благодаря присутствию в межслоевом пространстве иллита прочно связанных с ним нафтидов:

– увеличение интенсивности люминесценции по мере роста содержания в образцах, отобранных из ЛП, иллита;

– сохранение люминесцирующих свойств образцов из ЛП в УФ свете после горячей спирто-бензольной экстракции;

– по мере увеличения интенсивности люминесценции образцов в них отмечается рост амплитуды пика $S_2$, значений $C_{орг}$, HI и величины $T_{max}$ (см. табл. 5);

– попытка насытить межслоевое пространство глинистого минерала, идентифицированного как иллит, глицерином по известной методике [14] не привела к появлению дополнительных пиков на дифрактограммах в малоугловой области, то есть в его составе отсутствуют набухающие (например, монтмориллонитовые) слои, в которых могли бы присутствовать нафтиды.

Таким образом, в составе ЛП присутствует только иллит, в межслоевом пространстве которого кроме катионов $K^+$ находятся нафтиды, их присутствие приводит к увеличению ширины его базальных рефлексов на дифрактограммах (вставка на рис. 9г).

Основываясь на полученных результатах попытаемся восстановить механизм формирования ЛП, входящих в состав ДО.

Поднимающееся из астеносферы магматическое тело (назовем его условно батолитом) формирует над собой зону напряжения (сжатия) при превышении величины которого прочности перекрывающих его пород происходит их дробление [15]. Вследствие этого в сформировавшейся зоне деструкции происходит падение давления, что вызывает выделение из батолита газообразных продуктов, состоящих, главным образом из $H_2O$, $CO_2$, CO, $H_2$, $N_2$, $NH_3$, $S_2$, $H_2S$, $SO_2$, COS, $SO_3$, HC1, HF. Причем $H_2O$ составляет порядка 95 % молекулярного состава выделяющихся из этого батолита газов [8, 9].

Этот высокоэнтальпийный флюид по возникшей над батолитом зоне тектонического дробления, проникая сначала в породы фундамента, а затем и осадочного чехла, мобилизует воду, содержащуюся в порах и трещинах этих пород в результате чего, образуется высокотемпературный гидротермальный флюид [8, 10, 11]. Благодаря высокой концентрации в нем кислых компонентов он активно выщелачивает из окружающих пород большинство породообразующих элементов и постепенно насыщается ими.

Как уже отмечалось ранее, попадая в ДО, он вызывает активное образование из содержащегося в них ОВ нафтидов и превращается из гидротермального в гидротермально-нафтидный флюид.

Так как на заключительном этапе при остывании гидротермального флюида в нем преобладает $CO_2$ [9], то в первую очередь благодаря именно его переходу в газообразное состояние происходит «вскипание» вырвавшегося из глубин в морскую толщу гидротермального флюида. Этот процесс вызывает два главных следствия.

Во-первых, происходит резкое охлаждение гидротермально-нафтидного флюида вследствие проявления эффекта Джоуля-Томпсона и увеличение его концентрации, что вызывает быструю спонтанную кристаллизацию «протоиллита», а также образование микрозерен пирита и их агрегатов.

Во-вторых, протекает калиевый метасоматоз, вызванный резким ощелачиванием гидротермально-нафтидной среды, из которой выделился $CO_2$, что и приводит к образованию именно «протоиллита», а не каких бы то ни было других глинистых минералов.

Напомним, что этот процесс обусловлен тем, что растворимость хлоридов калия по сравнению с хлоридами натрия при ощелачивании и понижении температуры

падает значительно резче. В этих же условиях отмечается интенсивное отложение гидротермального пирита [16].

Рассмотрим более подробно механизм образования кристаллов иллита, содержащих в себе нафтиды.

В соответствии с законами химической кинетики образование слоистых силикатов и алюмосиликатов происходит путем протекания нескольких последовательных и параллельных реакций [17, 18]. Первоначально из гидротермального флюида формируется достаточно прочный двумерный АКК каркас, что обусловлено образованием сильных ковалентных связей между атомами, входящими в его состав [18]. Поскольку поверхности этого двумерного каркаса имеют некомпенсированный отрицательный заряд, то между ними становится возможным вхождение молекул-включений, обладающих положительным зарядом или, катионов.

Установлено, что в гидротермальных условиях водные силикаты и алюмосиликаты первоначально образуются как промежуточные метастабильные фазы в поле устойчивости безводных фаз (в нашем случае «протоиллит» в поле иллита) [17]. Но при достаточно высоких температурах (более 100 °С) «протоиллит», например, в форме монтмориллонита, неустойчив, так как вода, которая должна войти в его межслоевое пространство из-за слабости водородных связей с двумерными АКК пакетами не в состоянии там остаться. Поэтому появляется возможность войти в межслоевое пространство этой метастабильной кристаллической структуры нафтидов, имеющих достаточно большой молекулярный вес и обладающих значительным числом водородных связей.

Действительно, если в молекуле воды или легких УВ число водородных связей невелико – от 2-4 до 10-15, то в более крупных молекулах, например, нормальных $C_{17}$ их уже 36, а в $C_{30}$ – 62! Поэтому, благодаря наличию большого количества сравнительно слабых, но многочисленных водородных связей и резкому снижению температуры гидротермально-нафтидного флюида, достаточно крупные молекулы нафтидов могут на первом (метастабильном) этапе войти в межслоевое пространство двумерного АКК каркаса «протоиллита».

Снижение давления и температуры, сопровождающееся ощелачиванием гидротермально-нафтидного флюида (вследствие выделения из него растворенного углекислого газа) вызывает описанный ранее калиевый метасоматоз, в результате которого происходит «сшивание» двумерных пакетов с присутствующими в их межслоевом пространстве нафтидами достаточно сильными ионными связями $K^+...O^{2-}$. Происходит образование микрокристаллов иллита с искаженной кристаллической структурой вдоль оси с, что отчетливо проявляется на его дифрактограммах (см. рис. 6 и вставку на рис. 9г).

Благодаря прочной ионной связи $K^+...O^{2-}$ молекулы нафтидов оказываются надежно запечатанными в межслоевом пространстве АКК пакетов иллита, поэтому даже горячая спиртобензольная экстракция не приводит к растворению нафтидов, присутствующих в его микрокристаллах.

При анализе минерального состава ЛП, входящих в состав БС, не случайно основное внимание обращалось на содержание в них именно иллита и ССО. Так как если допустить такой же механизм образования нафтидосодержащего иллита в ЛП, присутствующих в БС, то именно их присутствием можно объяснить люминесценцию этих прослоев. Действительно, всеми исследователями минерального состава ЛП, входящих в БС, было установлено в них присутствие иллита и ССО(?). Причем содержание последних варьирует от 11-30 % до 60-80 % [1-4].

Кроме того, прокаливание образцов ЛП, отобранных из БС, при 550 °С привело к смещению главного базального отражающего рефлекса иллита на дифрактограммах в сторону увеличения значений 2θ, что свидетельствует об уменьшении межслоевого

расстояния в его кристаллической структуре [4]. То есть произошло удаление из межслоевого пространства молекул нафтидов, размеры которых заметно больше, чем катиона $K^+$. Это подтверждается также исчезновением люминесценции у прокаленных образцов [3].

Поэтому можно смело предполагать, что люминесценция описываемых прослоев, присутствующих в БС, как и таковых в составе ДО, при освещении их УФ светом вполне может быть связана именно с иллитом, а не с цеолитом или металлоорганическими соединениями.

Следует также обратить внимание на то, что авторы [1-5] не приводят однозначных доказательств присутствия в ЛП монтмориллонита или ССО, в состав которых он входит. Действительно, на дифрактограмме насыщенного глицерином образца ЛП отсутствуют характерные рефлексы монтмориллонита в малоугловой области [1, 4]. Поэтому вполне вероятно, что в их составе на самом деле нет ССО, а присутствует только иллит.

Кроме того, в результате высокотемпературного отжига образцов с преимущественным содержанием иллита и предполагаемыми ССО (при 550 °С) произошло небольшое смещение пика базального рефлекса иллита в более высокоугловую область [4], что свидетельствует об удалении нафтидов из межслоевого пространства иллита и приобретении им более упорядоченной (правильной) кристаллической структуры с уменьшением межслоевого расстояния.

Лишь в кремнистом типе концентрация иллита составляет всего 1-2 % [3]. Поэтому для этого типа ЛП можно предположить, что УВ присутствуют в микрокристаллах кварца в виде мельчайших включений нефтяной эмульсии. Подобное явление наблюдалось при исследовании кристаллов гидротермального кварца желтого цвета, отобранного из трещин в карбонатном пласте $КС_1$ на Салымском месторождении, в котором присутствовали микровключения нефтяной эмульсии [10, 11].

Интересно, что при определении температуры гомогенизации включений нафтидов в кристаллах кварца при достижении температуры 320-360 °С они взрывались и их содержимое вырывалось наружу [10, 11]. Исчезновение люминесценции кремнистых литологических типов ЛП происходило примерно при тех же температурах [3]. Поэтому можно предположить, что исчезновение люминесценции при нагревании кремнистых ЛП до 300 °С и выше также связано с тем, что эти микровключения нафтидов взрывались и они (нафтиды) выделялись в атмосферу.

В заключение отметим, что все авторы, исследовавшие ЛП в составе БС утверждают, что они являются продуктом извержения вулканов (пеплопад) и указывают на возможность стратификации этих прослоев на всей территории Западной Сибири, однако однозначных доказательств того, что ЛП в разрезе БС являются стратифицированными нет. Поэтому можно предположить, что ЛП в БС, так же, как и в ДО, имеют подводное гидротермальное происхождение.

## Выводы

1. Однозначно доказано, что люминесценция ЛП, встречающихся в разрезе ДО, связана с присутствующим в их составе иллитом.

2. В свою очередь, наиболее вероятной причиной люминесценции самого иллита является наличие в его межслоевом пространстве нафтидов, которые настолько прочно связаны в его межслоевом пространстве сильными ионными связями $K^+...O^{2-}$, что даже горячая спирто-бензольная экстракция не способна удалить их из него.

3. Наиболее вероятным представляется подводный гидротермальный механизм образования ЛП в ДО, сопровождающийся калиевым метасоматозом, а высокое

содержание в них разноразмерных зерен пирита сближает их в некотором отношении с черными курильщиками.

4. Предполагается, что люминесценция прослоев в баженовской свите также, как и в доманиковых отложениях, обусловлена присутствием нафтидов в межслоевом пространстве иллита, а не цеолитами и металлоорганическими соединениями.

5. Люминесценция кремнистых прослоев, вероятно, связана с присутствием в микрокристаллическом кварце в виде микроскопических включений нефтяной эмульсии.

6. Происхождение люминесцирующих прослоев в составе БС, так же, как и в ДО, скорее всего, связано с подводной гидротермальной деятельностью, а не с пеплопадом.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Булатов, Т. Д.** Туфогенные прослои в отложениях баженовской свиты в центральной части Западной Сибири / Т.Д. Булатов, Е.Е. Оксенойд, Л.В. Семечкова, Э.А. Вторушина, М.Н. Вторушин, Р.И. Баширов, Л.Л. Нестерова. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры : материалы XXI научно-практической конференции ; под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 2018. – Т.2. – С. 189-198.

2. **Кондрашова, Е. С.** Вулканогенные прослои в баженовской свите Западно-Сибирского осадочного бассейна / Е.С. Кондрашова. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 62-73.

3. **Кондрашова, Е. С.** Геохимия и минералогия аномально люминесцирующих прослоев баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна : специальность 25.00.09 «Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Кондрашова Елена Сергеевна ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2021. – 23 с. – Текст : непосредственный.

4. **Кузьмина, Е. С.** Туфогенный прослой в баженовском горизонте в параметрической скважине № 1 Баженовская / Е.С. Кузьмина, Э.А. Вторушина, Е.Е. Оксенойд, М.Н. Вторушин, С.Н. Еремина. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры: материалы XXII научно-практической конференции ; под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 2019. – Т. 2 – С. 283-291.

5. **Панченко, И. В.** Туфы и туффиты в баженовском горизонте (Западная Сибирь) / И.В. Панченко, В.А. Камзолкин, А.В. Латышев, И.Д. Соболев. – Текст : непосредственный // Эволюция осадочных процессов в истории Земли : материалы VIII Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г.). – Москва : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – С. 258-261.

6. **Зубков, М. Ю.** «Твёрдые растворы» углеводородов в составе битумов баженовской свиты и экстрактов, установленные по данным ядерно-магнитного резонанса / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // «Каротажник». НТВ АИС. – 2015. – Вып. 9 (255). – С. 3-13.

7. **Третьяков, Г. А.** Сопоставление минеральных ассоциаций в курильщиках разных типов по данным парагенетического анализа и физико-химического моделирования / Г.А. Третьяков, В.В. Масленников. – Текст : непосредственный // Минералогия. – 2017. – Т.3. – № 1. – С. 71-81.

8. **Набоко, С. И.** Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород / С.И. Набоко. – Текст : непосредственный // Вопросы вулканизма. – М.: Изд. АН СССР. – 1962. – С. 52-62.

9. **Мархинин, Е. К.** Вулканизм: монография / Е.К. Мархинин. – М.: Недра. – 1985. – 288 с. – Текст : непосредственный.

10. **Зубков, М. Ю.** Связь битуминизации баженовской свиты с гидротермальными процессами (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2018. – № 6 (160). – С. 6-24.

11. **Зубков, М. Ю.** Битумы в составе верхнеюрских отложений Западной Сибири и их связь с гидротермальными процессами / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 1 (37). – С. 9-24.

12. **Брэгг, У. Л.** Кристаллическая структура минералов : пер. с англ. / У.Л. Брэгг, Г.Ф. Кларингбулл ; предисл. д-ра геол.-минерал. наук В. А. Франк-Каменецкого. – М.: «Мир», 1967. – 390 с. – Текст : непосредственный.

13. **Тиссо, Б.** Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте ; пер. с англ. А. И. Конюхова [и др.] ; под ред. Н. Б. Вассоевича и Р. Б. Сейфуль-Мулюкова. – М.: «Мир», 1981. – 502 с. – Текст : непосредственный.

14. **Дриц, В. А.** Рентгеноструктурный анализ смешанослойных минералов / В.А. Дриц, Б.А. Сахаров. – Текст : непосредственный // Труды АН СССР. Геол. ин-т. – Вып. 295. – М.: Наука, 1976. – 256 с.

15. **Зубков, М. Ю.** Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 92-109.

16. **Набоко, С. И.** Физико-химические условия гидротермальной калишпатизации и альбитизации / С.И. Набоко. – Текст : непосредственный // Проблемы петрологии и генетической минералогии. В 2 т. – Т. II – М.: Наука, 1970. – С. 88-98.

17. **Калинин, В. Д.** Кинетические исследования системы Реакция: серпентин форстерит + тальк + вода / В.Д. Калинин, М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1981. – Т. 22. – № 9 – С. 73-82.

18. **Алесковский, В. Б.** Химия твердых веществ: учебное пособие для хим. спец. вузов / В.Б. Алесковский. – М.: Высшая школа, 1978. – 256 с. – Текст : непосредственный.

УДК 550.84

# ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПОРОДАХ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, ИХ СПОСОБНОСТЬ К ГЕНЕРАЦИИ УВ

**Т.А. Рязанова, Е.А. Яцканич, В.В. Марков, И.Г. Павлуткин**

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

В составе доюрского комплекса Западной Сибири внимание геологов-нефтяников давно привлекают породы, которые могут быть нетрадиционными коллекторами углеводородов. В результате комплексных лабораторных исследований и тематических работ, направленных на изучение доюрских вещественных комплексов за период 2016-2022 гг. были получены новые оригинальные данные, обзор которых приводится в настоящей работе. Характеристика пород приводится по детальному описанию керна и описанию в прозрачных петрографических шлифах. Названия отдельных минералов уточнены в результате точечного микрозондирования реплик под растровым электронным микроскопом. Получены пиролитические параметры рассеянного органического вещества (ОВ) пород доюрского комплекса. Проведён анализ генерационных возможностей ОВ палеозойских пород.

*Доюрский вещественный комплекс, риолиты, туфы, вулканические брекчии, РОВ, битумопроявления, генерационный потенциал ОВ*

# DISTRIBUTION FEATURES OF ORGANIC MATTER IN ROCKS OF PRE-JURASSIC COMPLEX OF THE KRASNOLENINSKY ARCH OF WESTERN SIBERIA, ITS ABILITY TO GENERATE HYDROCARBONS

**T.A. Ryazanova, E.A. Yatskanich, V.V. Markov, I.G. Pavlutkin**

*Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen*

As part of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia, the attention of oil geologists has long been attracted by rocks that may be unconventional hydrocarbon reservoirs. As a result of complex laboratory studies for the period 2016-2022, new, original data were obtained, an overview of which is given in this paper. The rocks are characterized by a detailed description of the core and a description in transparent petrographic sections. The names of individual minerals were clarified as a result of point microprobe of replicas under a scanning electron. Pyrolytic parameters of the dispersed organic matter of rocks of the Pre-Jurassic complex were obtained. The analysis of the generation capabilities of the organic matter of Paleozoic rocks is carried out.

*Pre-Jurassic material complex, rhyolites, tuffs, volcanic breccias, MOAT, bitumen occurrences, generation potential of* organic matter

В период 2016-2022 гг. в ходе планомерных лабораторных исследований и тематических работ коллективом авторов изучались коллекции, составленные из разнообразных пород доюрского возраста по керну скважин Ем-Еговской, Каменной, Талинской площадей Краснолениского свода (рис. 1).

Породы ДЮК впервые изучены комплексом методов, направленных на выявление, локализацию и типизацию рассеянного органического вещества: петрографическим,

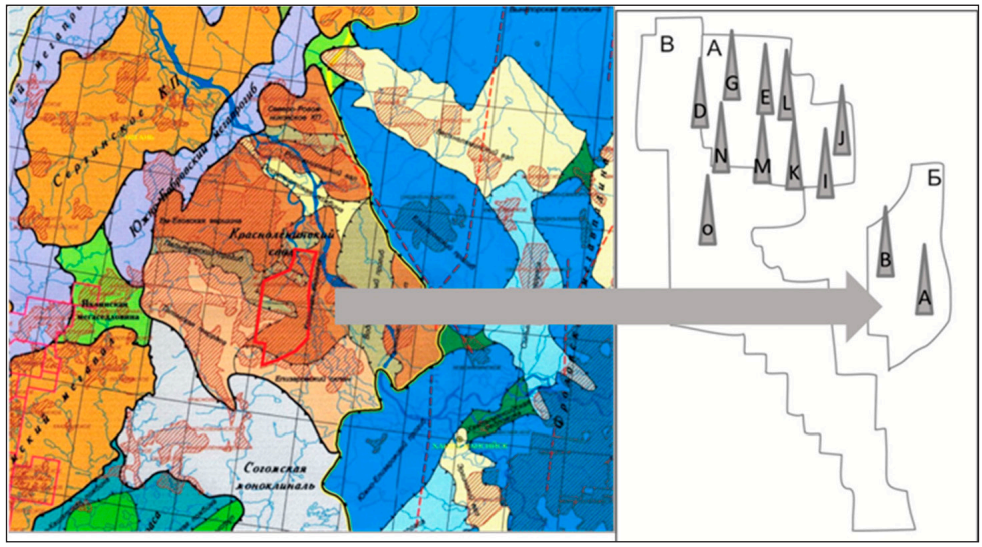



*Рис. 1. Район исследований: Красноленинский свод – А) Ем-Еговская; Б) Каменная; В) Талинская. Фрагмент тектонической карты под ред. В.И. Шпильмана, 1998 г.*

пиролитическим [1], а также методом растровой электронной микроскопии [2], в результате изучения были получены оригинальные результаты.

Доюрский вещественный комплекс Красноленинского месторождения представлен самыми разнообразными по составу и генезису породами: магматическими интрузивными и эффузивными, пиро- и вулканокластическими, метаморфическими [3], метасоматическими [3], метаосадочными, осадочными. В разрезах скважин были определены типы пород, структурно-текстурные особенности и характер вторичных изменений. В работе приводится петрологическая характеристика наиболее распространенных типов пород на примере разрезов отдельных скважин.

Известно, что породы доюрского комплекса Западной Сибири могут являться нетрадиционными коллекторами, содержащими углеводороды. Также в фундаменте Западной Сибири фрагментарно вскрываются черносланцевые углеродистые толщи каменноугольного возраста. Поэтому при изучении пород литолого-геохимическими методами важно установить возможности и перспективы рассеянного органического вещества к генерации углеводородов в различных вещественных комплексах доюрского возраста. Иными словами, будет получен ответ на вопрос – могут ли древние палеозойские отложения являться нефтематеринскими.

В качестве нетрадиционного потенциального коллектора среди изученных пород наибольший интерес представляют хлорит-серицит-кварцевые сланцы, метаосадочные породы и вулканогенные породы кислого состава, а также их туфы, вулканические брекчии и лавокластиты.

Коллекция из пород палеозойского возраста – доюрского комплекса (ДЮК) изучена в 6 скважинах Ем-Еговской площади, в 1 скважине Каменной площади. На Ем-Еговской площади исследованы 3 образца, представленные метаморфической породой графито-хлорито-кварцевого состава из интервала 2641,23-2642,35 м. Проанализированы 3 образца глинистых сланцев с глубин 2413,84; 2414,35 и 2426,1 м. Изучены 2 образца метаморфической породы с глубин 2468,62 и 2474,05 м.

Исследовано 50 образцов керна Ем-Еговской площади, отобранных из интервала глубин 2380-2420 м. Изучен 1 образец филлита графит-серицит-кварцевого состава с глубины 2411,09 м Каменной площади.

Метаморфические сланцы вскрыты в большинстве скважин Ем-Еговской площади, их мощность, вероятно, значительная, если принять во внимание субдиагональную и субвертикальную ориентировку сланцевых толщ. Керн, представленный кварц-каолинит-серицитовыми сланцами сидеритизированными и трещиноватыми, был отобран в разных скважинах в интервале глубин 2308,00-2638,8 м.

## Метаморфические породы Ем-Еговской площади

Были встречены породы близкого минерального состава: кварц-серицитовые, каолинит-серицитовые, кварц-каолинит-серицитовые, серицит-кварцевые, кварц-хлорит-серицитовые, хлорит-серицит-кварцевые микросланцы. Также слюдисто-кварцевые, кварц-серицит-мусковитовые, хлорит-кварц-серицит-мусковитовые, кварц-хлорит-слюдистые, хлорит-слюдисто-кварцевые, кварц-слюдистые, серицит-кварцевые сланцы [3].

Для микросланцев (рис. 2) характерна микролепидобластовая и микрогранобластовая структура. Текстура плойчатая, сланцеватая, полосчатая, линзовидно-сланцеватая. Основная ткань породы состоит из тонкой смеси каолинита и серицита, иногда с хлоритом. Встречаются пористые кварц-каолинитовые линзовидные обособления, составляющие до 30 % основной массы. Линзы сложены гранобластовым кварцем и микрочешуйчатым каолинитом с примесью серицита. По трещинам и основной ткани развиваются сферолиты сидерита. Некоторые микротрещины заполнены черным ОВ, оно также пигментирует микрочешуйчатый агрегат каолинита. Пустотное пространство составляет до 5 % площади шлифа, состоит из полых микротрещин и пустот растворения.

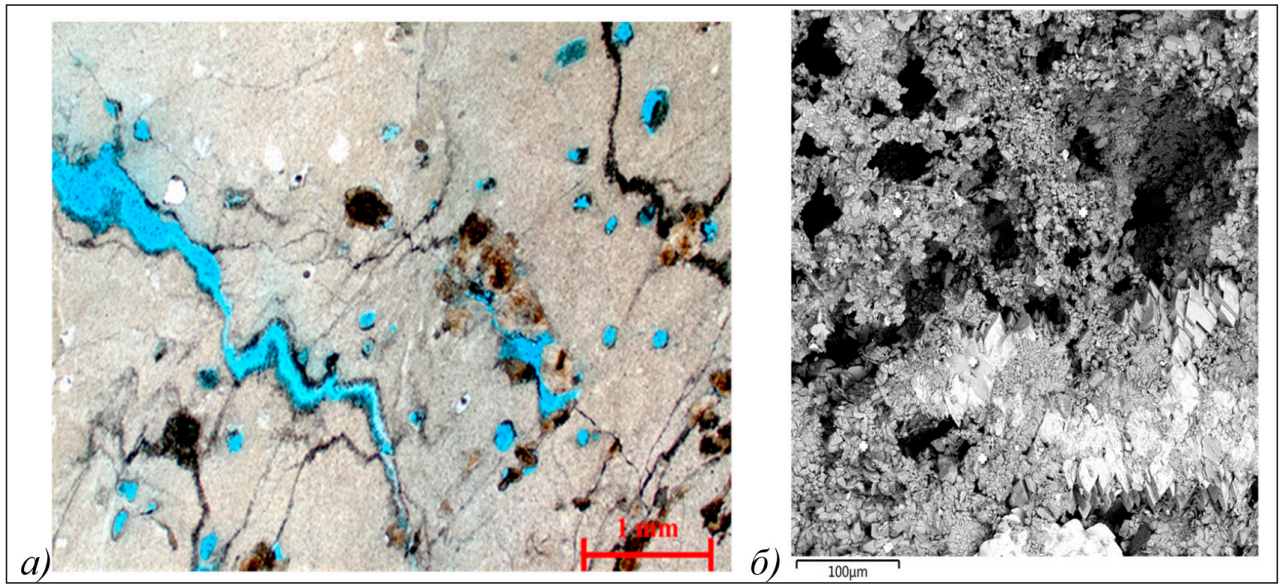



*Рис. 2. Каолинит-серицитовый микросланец трещиноватый: а) полые поры и трещины (голубые); б) ячеистые поры. Снимок РЭМ. Увеличение 250х*

## Метаосадочные породы Талинской и Каменной площадей

В метаосадочных породах присутствуют реликтовые слоистые текстуры. Хорошо различимы только обломки кварца на фоне сплошной полуизотропной массы, по которой развиваются карбонатные минералы. Иногда карбонаты составляют 70 %, реликтовый алевролит – 30 %. Трещины (рис. 3а) заполнены ромбоэдрическими, округло-

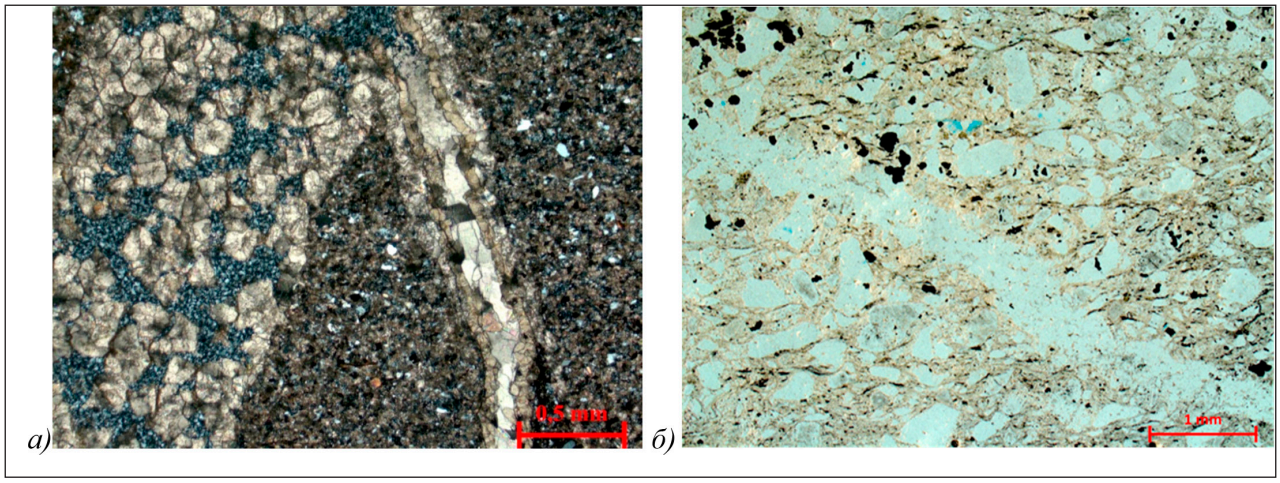



*Рис. 3. а) Заполнение трещины карбонатом и каолинитом в метаалевролите. Талинская площадь; б) Микрослюдистая цементирующая масса в метапесчанике. Каменная площадь*

ромбоэдрическими кристаллами доломита, анкерита и каолинитом. На поверхностях протяженных микротрещин наблюдается черное метаморфизованное органическое вещество (графит?). Часть полевошпатовых обломков и большинство обломков пород преобразованы в микрочешуйчатый агрегат серицита с примесью хлорита.

## Эффузивные породы кислого состава Ем-Еговской площади

Риолит (рис. 4) – первичная структура порфировая, структура основной массы микрогранитовая, фельзитовая. Текстура однородная, деформированная многочисленными трещинами. Основная масса серицитизирована, каолинизирована, обладает вторичной пористостью за счет частичного или полного растворения каолинизированных полевых шпатов. Реликтовые микрофенокристаллы, нацело серицитизированы и каолинитизированы, составляют 15-20 %.

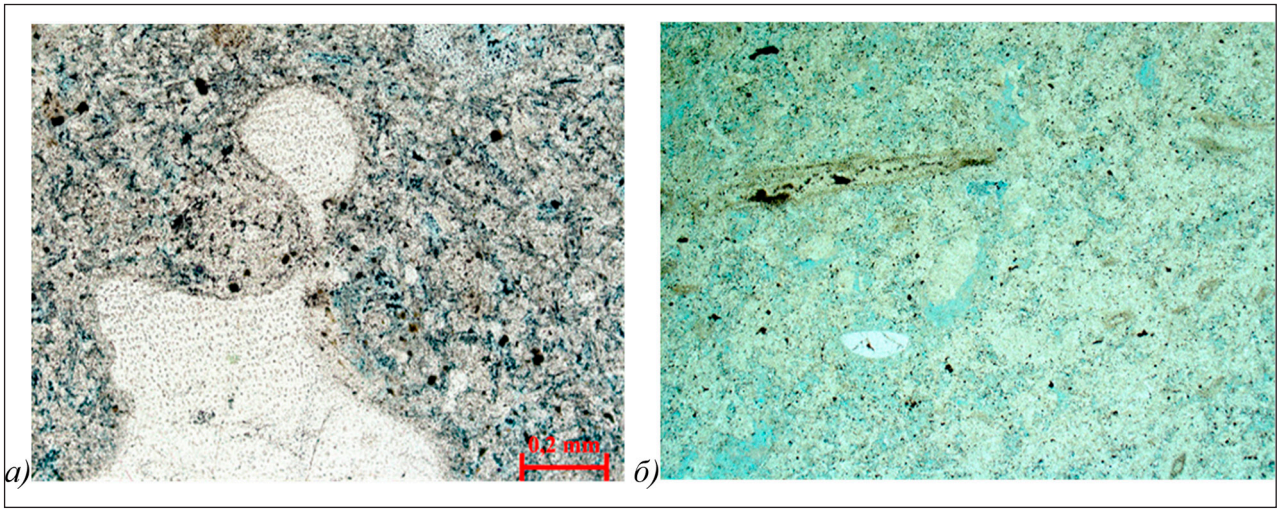



*Рис. 4. а) Фенокристалл оплавленного кварца в риолите. Ем-Еговская площадь; б) Поры в основной массе риолита (голубые). Каменная площадь*

## Метаморфические породы Каменной площади

В пределах площади встречены породы низкой ступени метаморфизма: кварц-серицитовые, кремнисто-серицитовые, серицитовые, хлорит-серицит-полевошпат-кварцевые, кварц-хлорит-серицитовые, хлорит-серицит-кварцевые, серицит-кварцевые микросланцы. Для всех пород характерны микролепидобластовые, криптокристаллические структуры; сланцеватые, плойчатые, линзовидно-полосчатые, деформационные текстуры. Для разностей с хлоритом характерны гломеропорфиробластовые структуры и пятнистые текстуры. Из вторичных процессов развита карбонатизация. Породу часто секут изогнутые микротрещины, залеченные гранобластовым кварцем, и прожилки, выполненные сферолитами сидерита.

В некоторых кварц-серицитовых микросланцах присутствует органическое вещество (рис. 5), которое окрашивает каолинит в буроватый цвет, частично заполняет микротрещины, располагается в виде пленок между минералами в крупных трещинах. По ОВ иногда развивается пирит.

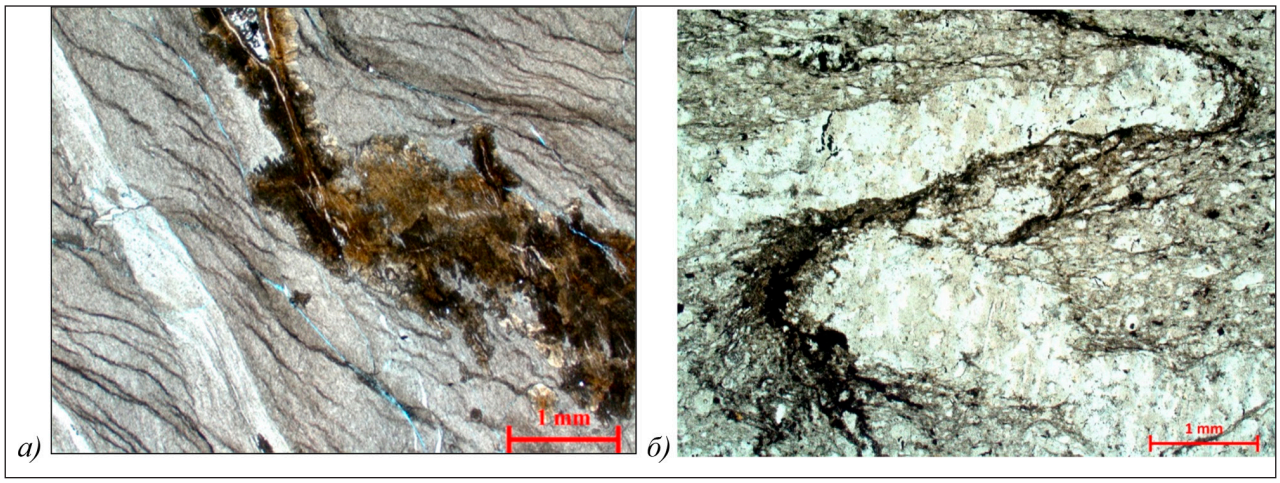



*Рис. 5. а) Кварц-серицитовый микросланец трещиноватый, карбонатизированный с органическим веществом; б) Хлорит-серицит-полевошпатово-кварцевый микросланец с кварцевыми прожилками*

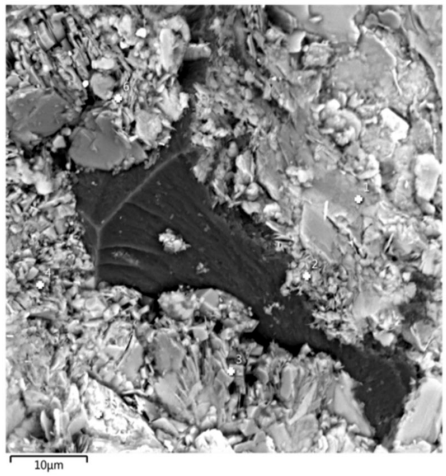
## Краткие выводы по наличию пустотного пространства в петротипах

1. Во всех метаосадочных породах присутствует пустотное пространство составляющее 1-3 % площади шлифа. Представлено: порами растворения по обломкам полевых шпатов и пород; микропористостью в чешуйчатой цементирующей массе; незалеченными участками трещин; короткими трещинами, приуроченными к сланцеватости.

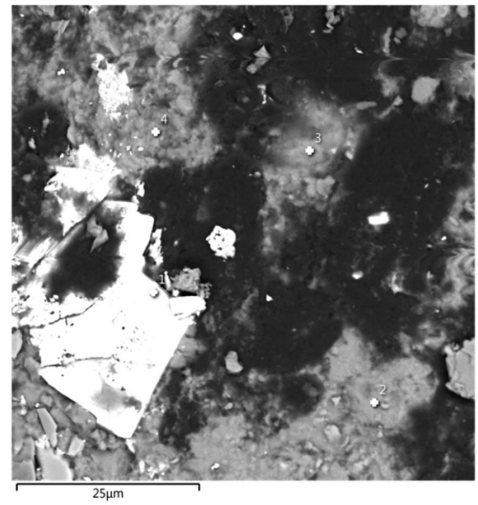
2. Метаморфические породы – микросланцы различного состава и метасоматиты также обладают микропористостью. Пустотное пространство породы составляет до 1 % площади шлифа, представлено: незначительной микропористостью в хлорит-серицитовом/серицитовом агрегате; единичными микротрещинами вдоль более крупных залеченных трещин.

3. Участки вторичной пористости за счет частичного или полного растворения каолинизированных полевых шпатов присутствуют в основной массе риолитов.

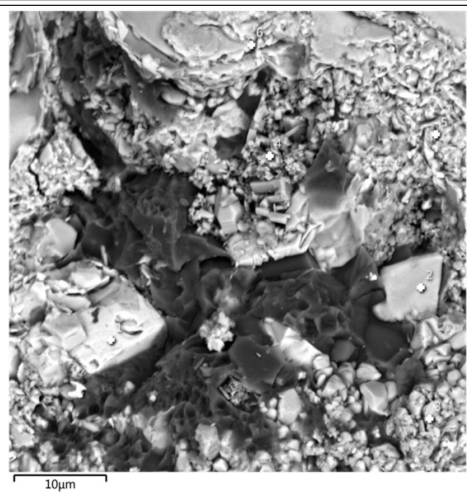
Распределение битуминозного вещества в палеозойских породах скважин площадей Красноленинского свода изучено методом РЭМ (рис. 6).



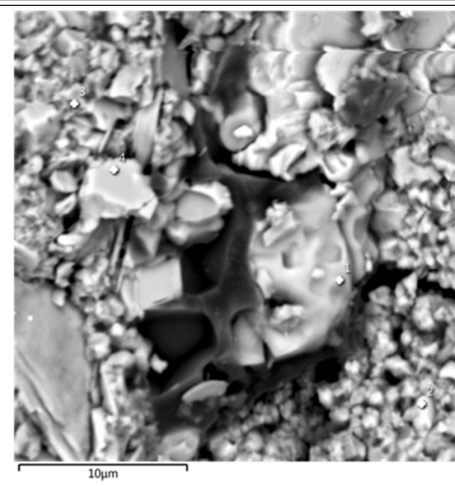

Линзовидное скопление битуминозного вещества в глинистом сланце.
Ем-Еговская площадь, скважина L, глубина 2489,02 м. PZ. Ув. 2000х




Пленки битуминозного вещества в глинистом сланце.
Каменная площадь, скважина А, глубина 2375,60 м. PZ. Ув.1800х




Скопление битуминозного вещества, заполняющего межагрегатное пространство метаалевролита.
Талинская площадь, скважина О, глубина 2734,45 м. PZ. Ув. 2300х




Скопления битуминозного вещества в межагрегатном пространстве метаалевролита.
Талинская площадь, скважина О, глубина 2838,25 м. PZ. Ув. 4300х

*Рис. 6. Распределение битуминозного вещества в палеозойских породах скважин площадей Красноленинского свода (метод РЭМ)*

Изучена коллекция из 12 скважин палеозойских пород площадей Красноленинского свода: Ем-Еговской (9 скважин K, L, M, N, C, D, J, E, I), Каменной (2 скважины A, B) и Талинской (1 скважина O) пиролитическим методом. Проведены пиролитические исследования методом «Bulk-Rock» с целью определения следующих параметров рассеянного органического вещества: $S_1$, $S_2$, $T_{max}$, TOC, HI (табл. 1).

Выполнены пиролитические исследования и дана характеристика РОВ доюрских отложений и оценена возможность РОВ к генерации УВ методом «Bulk-Rock». По результатам исследований сделаны следующие выводы:

1. Чаще всего проявления РОВ отмечаются в метаосадочных породах, таких как глинистый сланец чёрный; туфоалевролит чёрный брекчированный; алевро-аргиллит тёмно-серый.

*Таблица 1*

**Пиролитическая характеристика палеозойских пород площадей Красноленинского свода**

| № пп | Площадь, скв. | породы | глубина, м | $S_1$, мг УВ/г породы | $S_2$, мг УВ/г породы | $T_{max}$, $^0$C | HI, мг УВ/г $C_{орг}$ | TOC, % | катагенез |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Ем-Еговская L | глинистый сланец чёрный | 2500,15 | 0,02 | 0,73 | 446 | 179 | 0,41 | $МК_1^2$-$МК_2$ |
| 2 | Ем-Еговская M | туфоалевролит чёрный брекчированный | 2440,1 | 0,53 | 0,8 | 328 | 248 | 0,32 | |
| 3 | Каменная А | метаалевроаргиллит тёмно-серый | 2369,6 | 2,99 | 10,3 | 448 | 292 | 3,53 | $МК_2$ |
| 4 | Каменная В | глинистый сланец чёрный | 2740,16 | 0,45 | 2 | 453 | 90 | 2,23 | $МК_2$ |
| 5 | Каменная В | глинистый сланец чёрный | 2741,04 | 0,43 | 1,84 | 451 | 94 | 1,96 | $МК_2$ |

2. Содержания $C_{орг}$ изменяются от 0,32 до 3,53 %. Значения $C_{орг}$ более 1 % связаны с присутствием углистого детрита.

3. Значения водородного индекса для глинистых сланцев изученных площадей, в основном, невысокие – 90 мг УВ/г $C_{орг}$. РОВ способно к генерации некоторого количества газа.

4. Значения выше 200 мг УВ/г $C_{орг}$ при низком параметре $T_{мах}$ свидетельствуют об аллохтонном характере УВ (Ем-Еговская площадь).

5. Катагенетическая преобразованность РОВ Каменной площади на градацию выше, чем на Ем-Еговской. Очевидно, это связано с повышенным тепловым потоком недр и соответствует стадии мезокатагенеза $МК_2$ (нефтяное окно).

6. На Каменной площади РОВ в алевро-аргиллите тёмно-сером характеризуется значением водородного индекса 292 мг УВ/г $C_{орг}$. РОВ способно к генерации некоторого количества жидких углеводородов.

7. Зафиксированные на снимках РЭМ скопления битуминозного вещества в образцах пород изученных площадей, иногда даже с органической микропористостью, размером до 4 мкм (Каменная площадь), скопление битуминозного вещества, заполняющее межслоевое пространство, свидетельствуют о проходивших процессах первичной миграции.

8. Зафиксированное в образцах пород битуминозное вещество является вязкой высокомолекулярной асфальтово-смолистой фракцией, оставшейся после миграции подвижных легких УВ. Таким образом, установлены «следы» процесса первичной миграции углеводородов в породе.

9. Катагенетическая преобразованность РОВ палеозойских пород площадей Красноленинского свода на градацию выше, чем площадей Увата и соответствует стадии мезокатагенеза $МК_2$ (нефтяное окно) [4].

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Сидоров, Д. А.** Оценка потенциала генерации углеводородов в доюрских образованиях на западе Каймысовской нефтегазоносной области / Д.А. Сидоров, А.А. Сокольникова, Т.А. Рязанова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т.16. – № 1.

2. **Рязанова, Т. А.** Формирование и эпигенез палеозойских пород Южно-Салюкинской площади, их потенциал к генерации углеводородов / Т.А. Рязанова, Н.П. Девятка, В.В. Марков, И.Г. Павлуткин. – Текст : электронный // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2022. – № 2(30). – С.1-18. – URL: http://www.vkro-raen.com.

3. **Яцканич, Е. А.** Проявления серпентинизации гипербазитов доюрского комплекса на примере Уватсткого НГР / Е.А. Яцканич. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 67-74.

4. **Яцканич, Е. А.** Комплексная литолого-геохимическая характеристика основных вещественных комплексов доюрского основания Уватского района / Е.А. Яцканич, Т.А. Рязанова, В.В. Марков, И.Г. Павлуткин. – Текст : электронный // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2022. – №3(31). – С.1-22. – URL: http://www.vkro-raen.com.

УДК 552.513

# ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ЛИТОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ РАЗРЕЗА ЯКОВЛЕВСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО МЕЛА ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ НОВОЯКИМОВСКАЯ 1 (ЗАПАДНЫЙ ТАЙМЫР)

**К.Ю. Оленова, А.В. Грачева**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ», г. Апрелевка*

В работе показано комплексирование методов аналитических исследований для интерпретации обстановок осадконакопления и исследования пустотного пространства на примере пород яковлевской свиты нижнего мела разреза Новоякимовской параметрической скважины 1. Установлено, что накопление пород происходило в гумидном и аридном климате посменно, общая направленность седиментации регрессивная. Выявлены прибрежные обстановки осадконакопления, характерные для дельт, предположительно с преобладанием речного выноса. Периодические перемены фациальных обстановок связаны, главным образом, с изменением глубины бассейна. В верхней части разреза постепенный переход в континентальные речные условия формирования осадков. Наилучшими коллекторами свиты являются песчаники средне-мелкозернистые с контактово-поровым, поровым глинистым цементом.

*Литология, методы исследования пород, яковлевская свита, Новоякимовская параметрическая скважина 1, Западный Таймыр*

# APPLICATION OF DIFFERENT ANALYTICAL METHODS FOR LITHOFACIAL ANALYSIS AND RESERVOIR ROCK CHARACTERISATION IN THE CASE OF THE YAKOVLEVSKAYA FORMATION OF THE LOWER CRETACEOUS OF THE NOVOYAKIMOVSKAYA PARAMETRIC WELL 1 (WESTERN TAIMYR)

**K.Y. Olenova, A.V. Gracheva**

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Aprelevka Branch, Aprelevka*

This paper is about the integration of analytical research methods for the interpretation of sedimentation environments and the study reservoir rocks' porosity on the example of the rocks of the Yakovlevskaya Formation of the Lower Cretaceous section of the Novoyakimovskaya parametric well, 1. It was established that the rocks sedimentation was in humid and arid climates in shifts, general direction of sedimentation is regressive. Coastal sedimentation environments typical for fluvial deltas. Periodic changes in facies environments are mainly associated with changes in the depth of the basin. In the upper part of the section, a gradual transition to continental fluvial conditions of sediment formation. The best reservoirs rocks of the Yakovlevskaya Formation are medium-fine-grained sandstones with contact-porous, porous clay cement.

*Lithology, rock research methods, Yakovlevskaya Formation, Novoyakimovskaya parametric well 1, Western Taimyr*

Параметрическая скважина Новоякимовская 1 расположена за полярным кругом, в Таймырском (Долгано-Ненецком) муниципальном районе Красноярского края, в 400 км на северо-восток от г. Норильск. Бурение скважины начато 19 июня 2020 года и выполнено до глубины 5020 м.

В тектоническом отношении площадь работ приурочена к Центрально-Таймырскому мегапрогибу в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и занимает восточную часть Агапского прогиба, располагающегося вблизи зоны сочленения Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы.

Целевым назначением работ является изучение глубинного геологического строения и получения комплекса геолого-геофизических, геохимических и гидрогеологических параметров юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба с целью оценки перспектив Агапской потенциально нефтегазоносной зоны.

## Материал

Исследования керна Новоякимовской скважины 1 производились в интервале глубин 1950,0-5000,2 м. Керн отобран 49 долблениями, фактический вынос составил 861 м.

Настоящая статья посвящена характеристике отложений яковлевской свиты нижнего мела, вскрытых в интервале глубин 1950,0-1998,08 м долблениями 11-13, на примере которой показано применение различных методов исследования. По данным изучения макро- и микрофоссилий установленный возраст пород от готерива (?) до апта.

Выводы основаны на детальном послойном описании керна, исследовании пород в прокрашенных петрографических шлифах, изучении фрагментов пород в растровом электронном микроскопе (РЭМ) с применением энергодисперсионного детектора, аналитических исследованиях минералогического, элементного состава пород методами рентгенофазового (РФА), рентгеноспектрального флуоресцентного анализа (РСФА). Исследования выполнены в лабораториях Апрелевского отделения ВНИГНИ.

## Литологическая характеристика

В разрезе яковлевской свиты нижнего мела по данным исследований керна выделяются 10 основных литотипов: песчаники средне-мелкозернистые с базальным карбонатным цементом, средне-мелкозернистые с контактово-поровым, поровым каолинитовым цементом, тонко-мелкозернистые с пленочно-поровым глинистым цементом (рис. 1), алевролиты крупнозернистые песчанистые с глинистым цементом и мелко-крупнозернистые с глинистым цементом, тонкое переслаивание аргиллита алевритистого и алевролита крупнозернистого, аргиллиты алевритистые, угли, смешанные карбонатно-алевро-глинистые породы и сидериты известковистые микро-тонкокристаллические.

Минеральный состав песчаников при описании петрографических шлифов определялся по классификации В.Д. Шутова (1967, 1972 гг.). Песчаники свиты по составу полевошпат-кварцевые и аркозовые, реже полевошпат-кварцевые граувакки – поля 3, 5, 8 (рис. 2). При этом отмечается направление созревания осадочного материала в зонах гумидной и аридной седиментации [4].

## Строение разреза

В разрезе свиты выделено 39 пачек генетически родственных, но отличающихся по текстурно-структурным параметрам литотипов.

Толщины песчаных пачек изменяются от 0,27 до 4,37 м (всего 18,16 м, 12 пачек). Песчаники по структуре мелкозернистые, алевритистые, алевритовые, реже средне-

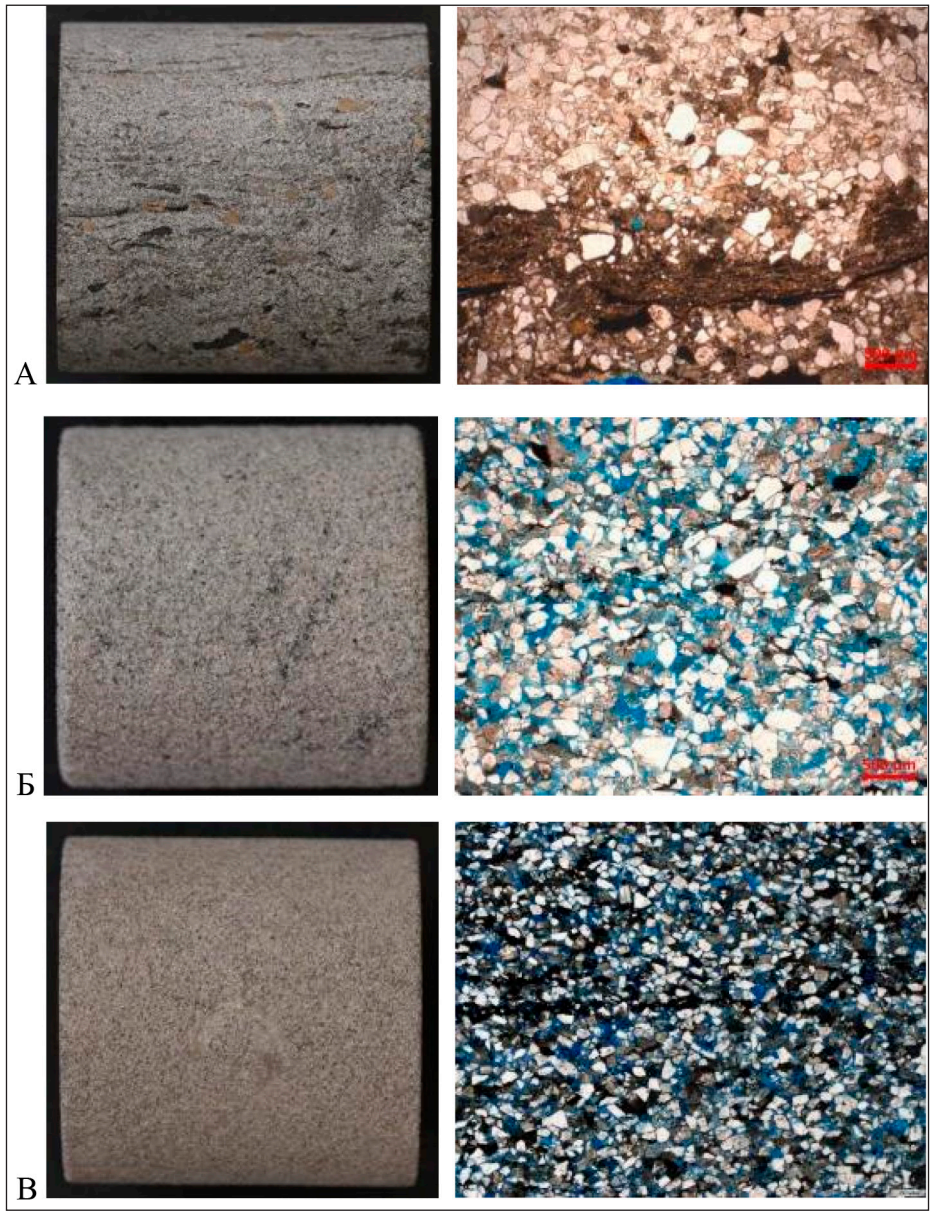



*Рис. 1. Три типа песчаников яковлевской свиты: А) тонко-средне-мелкозернистый, аркозовый, с базальным карбонатным цементом, с линзами и прослоями алевролита крупнозернистого с карбонатно-глинистым цементом, с единичными порами; Б) тонко-средне-мелкозернистый, полевошпат-кварцевый, однородный, с контактово-поровым глинистым (каолинитовым) цементом, пористый; В) тонко-мелкозернистый, полевошпат-кварцевая грауваккa, неяснослоистый, с пленочно-поровым глинистым (иллит-хлорит-каолинитовым) цементом, с обугленными растительными остатками, пористый. Фотографии цилиндров, размер 3×3 см, и фотографии шлифов, без анализатора*

мелкозернистые и среднезернистые, с глинистым, реже с кальцитовым цементом. Доля песчаных пачек увеличивается к верхней части разреза. Песчаники этой части с глинистыми прослоями и интракластами. Средний минеральный состав песчаных пачек по данным РФА составляет: 46,5 % кварца, 23 % плагиоклаза, 14,3 % калиевых полевых шпатов (КПШ), 3,6 % минералов группы слюд и гидрослюд, 9,6 % минералов групп хлорита и каолинита. В пачке 2 определен состав карбонатного цемента песчаников: 25,4 % – кальцита, а также первые проценты доломита и сидерита.

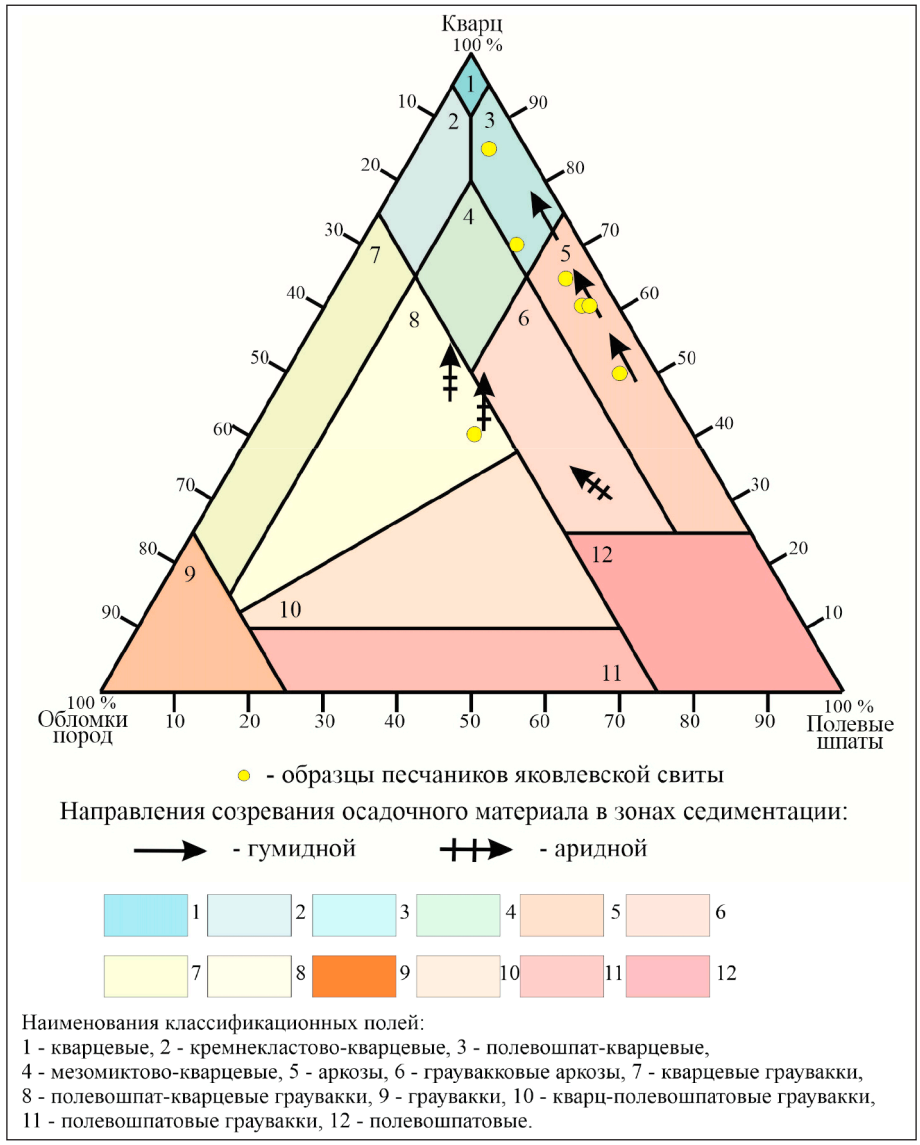



*Рис. 2. Классификационная диаграмма минерально-петрокластических песчаных пород В.Д. Шутова с фигуративными точками составов песчаников яковлевской свиты*

Толщины пачек алевролитов изменяются от 0,3 до 2 м (всего 7,97 м, 10 пачек). Алевролиты в разной степени глинистые, песчанистые, редко известковые. Пачки, сложенные алевролитами, доминируют в нижней части разреза свиты, в верхней встречаются спорадически. Средний минеральный состав алевролитовых пачек по данным РФА составляет: 40,5 % кварца, 21 % плагиоклаза, 11,2 % КПШ, 12,3 % минералов группы слюд и гидрослюд, 14 % минералов групп хлорита и каолинита, также встречается сидерит в количестве около 1 %.

В разрезе свиты выделяются пачки, сложенные тонким переслаиванием терригенных пород в различных количественных структурных и текстурных соотношениях (всего 11,1 м, 7 пачек). Толщины таких пачек изменяются от 0,35 до 4,89 м, пачки переслаивания преобладают в нижней и средней частях разреза. Средний минеральный состав пачек, сложенных переслаиванием пород, по данным РФА составляет: 43,1 % кварца, 19 % плагиоклаза, 12,8 % КПШ, 10,5 % минералов группы слюд и гидрослюд,

14,2 % минералов групп хлорита и каолинита, в отдельных пачках встречаются первые проценты кальцита и сидерита.

Аргиллиты алевритистые, алевритовые, редко углистые слагают пачки толщиной от 0,15 до 4,53 м, доминируют в средней части разреза (всего 10,15 м, 6 пачек). Глинистая часть пород по минеральному составу представлена минералами групп гидрослюд, хлорита и каолинита, обломочная часть – кварцем, плагиоклазами, КПШ и слюдами. Часть аргиллитовых пачек сидеритизирована, содержание сидерита в них – от 1,3 до 16,2 %.

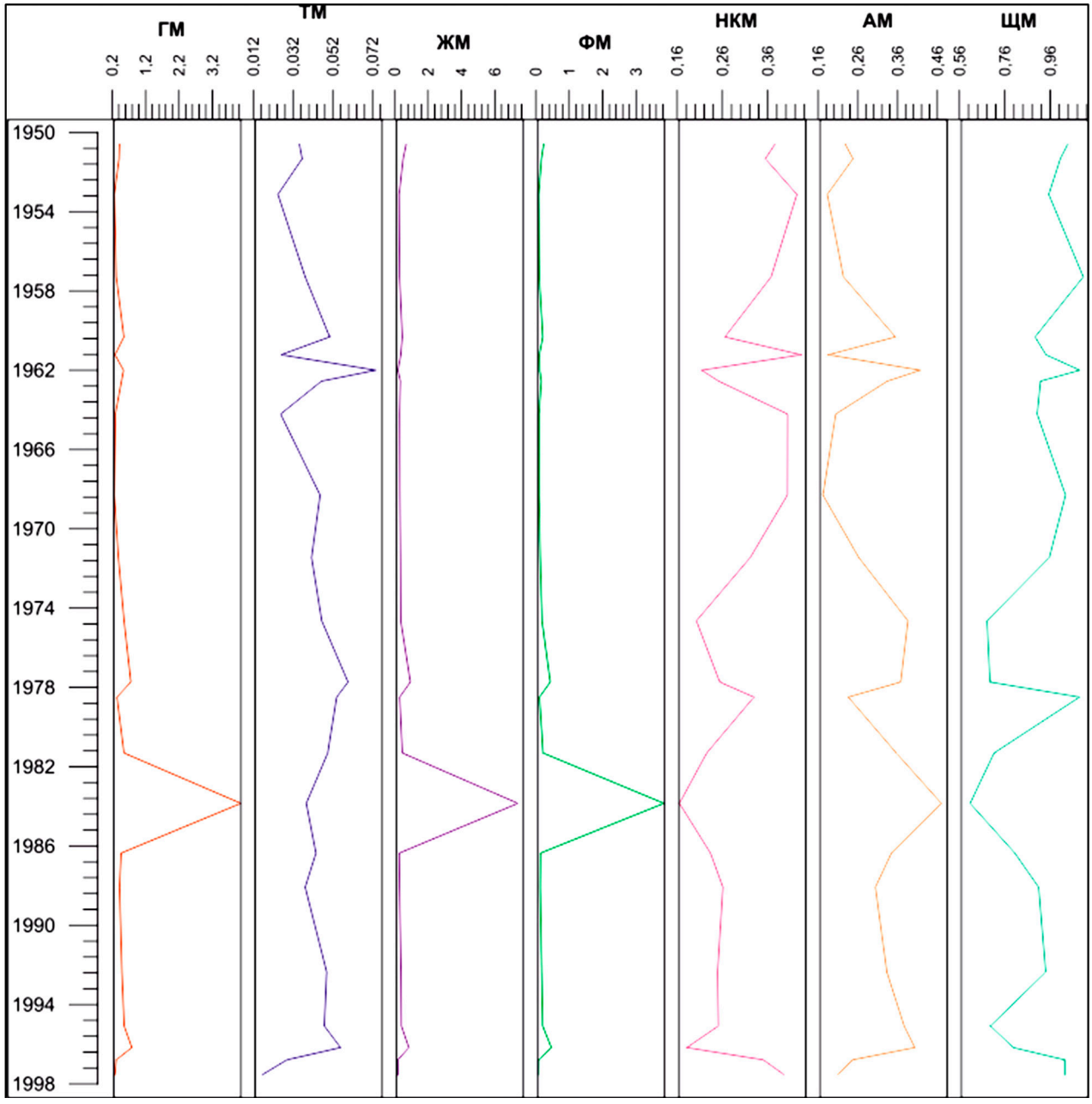



*Рис. 3. Основные литологические модули, рассчитанные по данным рентгенофлуоресцентного анализа для разреза яковлевской свиты нижнего мела. Примечание: ГМ – гидролизатный модуль – $(TiO_2+Al_2O_3+Fe_2O_3+MnO)/SiO_2$; ТМ – титановый модуль – $TiO_2/Al_2O_3$; ЖМ – железистый модуль – $(Fe_2O_3+MnO)/(TiO_2+Al_2O_3)$; ФМ – фемический модуль – $(Fe_2O_3+MnO+MgO)/SiO_2$; НКМ – модуль нормированной щелочности – $(Na_2O+K_2O)/Al_2O_3$; АМ – алюмокремниевый модуль – $Al_2O_3/SiO_2$; ЩМ – щелочной модуль – $Na_2O/K_2O$*

Также в разрезе свиты встречено 2 прослоя углей толщиной от 2 до 18 см, прослой сидерита известковистого микро-тонкокристаллического видимой толщиной 24 см (методом РФА подтверждено содержание сидерита 91,3 %) и прослой смешанной карбонатно-алевро-глинистой породы толщиной 28 см.

Общая направленность седиментации характерна для регрессии и уменьшения глубины морского бассейна. Прослеживаются прибрежные обстановки осадконакопления, характерные для дельт, предположительно с преобладанием речного выноса. Периодические перемены фациальных обстановок связаны, главным образом, с изменением глубины бассейна. Тонкая слоистость различного ранга и типа формировалась в условиях активной гидродинамики, что подтверждается текстурами взмучивания, оползания, косой слоистости и локальных перерывов.

По методике Я.Э. Юдовича [3, 6] были рассчитаны основные геохимические индикаторы седиментогенеза. Рассмотрены все литохимические модули, но так как статистика выполненных исследований невысока (23 образца), не все модули и соотношения являются показательными и корректными. В отчете представлены наиболее информативные и часто используемые из них (рис. 3).

На основании литохимической классификации, предложенной Я.Э. Юдовичем [6], было установлено, что большая часть проб исследуемых литотипов представлена силитами (ГМ=0,21-0,29; MgO>3 %) и сиалитами (ГМ=0,33-0,51; MgO>3 %), что указывает на прибрежные с постепенным переходом в континентальные условия формирования осадков.

Величина среднего значения НКМ 0,30 отражает нормально-щелочной характер отложений (НКМ= 0,16-0,43).

Показателем климата в области сноса является отношение $A1_20_3/TiO_2$. Среднее значение $A1_20_3/TiO_2$ = 0,29, но распределение неравномерно, это, вероятно, указывает на осадконакопление в гумидном и аридном климате посменно. Это хорошо соотносится с результатами выявленных направлений созревания осадочного материала в зонах гумидной и аридной седиментации по классификационной диаграмме В.Д. Шутова.

## Коллекторские свойства пород

Для анализа пустотного пространства пород использовались методы оптической микроскопии с применением программного обеспечения: «Анализатор фрагментов микроструктуры твердых тел SIAMS 800», программный модуль SIAMS 800 «Керн С7 Панорама. Анализ структуры пустотного пространства» (ПО), методы растровой электронной микроскопии, а также данные пористости и проницаемости, определенные петрофизическими методами.

Наилучшими коллекторами свиты являются песчаники средне-мелкозернистые с контактово-поровым, поровым глинистым цементом (пористость до 25,6 % по результатам петрографических исследований). Песчаники тонко-мелкозернистые с пленочно-поровым глинистым цементом обладают чуть более низкими значениями пористости и проницаемости (рис. 4, показаны желтой пунктирной линией). Несколько худшие фильтрационно-емкостные параметры характерны для алевролитов (на рисунке показаны голубой пунктирной линией).

В целом, пористость пород-коллекторов по результатам петрографических исследований изменяется в диапазоне от 11 до 22 %, что сопоставимо с данными геофизических (в среднем 15,8-27,5 %) и петрофизических (от 8,32 до 29,77 %) исследований.

Песчаники средне-мелкозернистые с базальным карбонатным цементом, аргиллиты алевритистые, угли, карбонатно-алевро-глинистые породы и сидериты известковистые микро-тонкокристаллические не обладают значимыми величинами пористости (менее

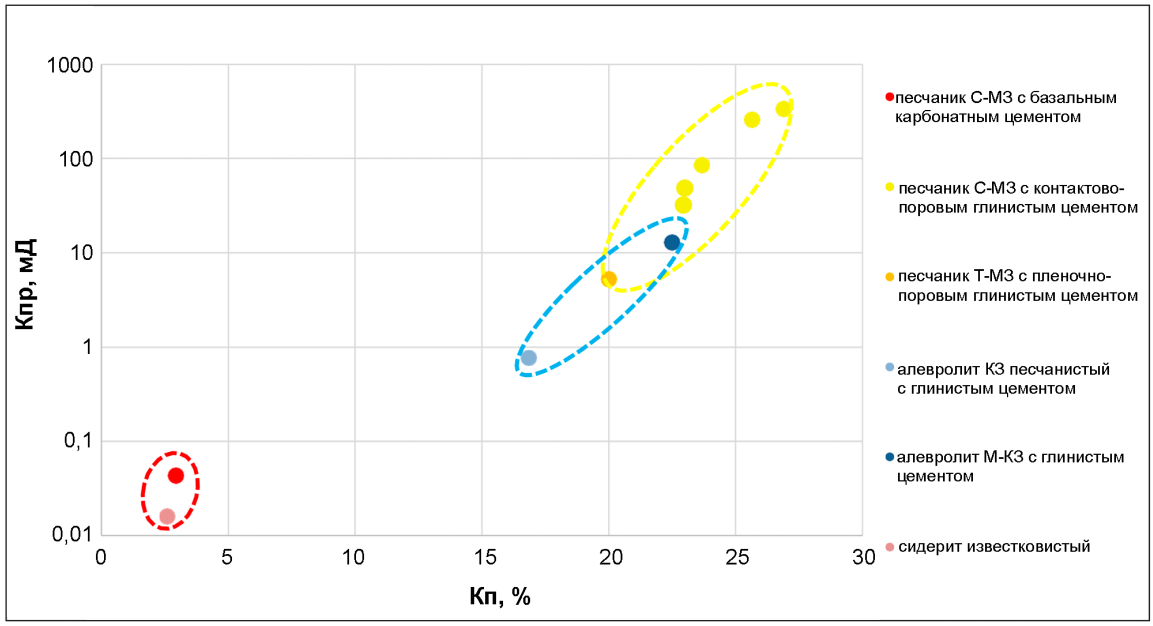



*Рис. 4. Распределение пористости и проницаемости различных литотипов яковлевской свиты*

1 % по результатам петрографических исследований, менее 5 % по результатам петрофизических исследований) и проницаемости (на рисунке показаны красной пунктирной линией).

Пустотное пространство представлено преимущественно межзерновой пористостью. Отмечается наличие внутризерновой пористости, связанное с выщелачиванием обломков полевых шпатов, а также активное развитие вторичных пор, приуроченных к каолинитовому цементу, характерному для основных типов пород-коллекторов (рис. 5).

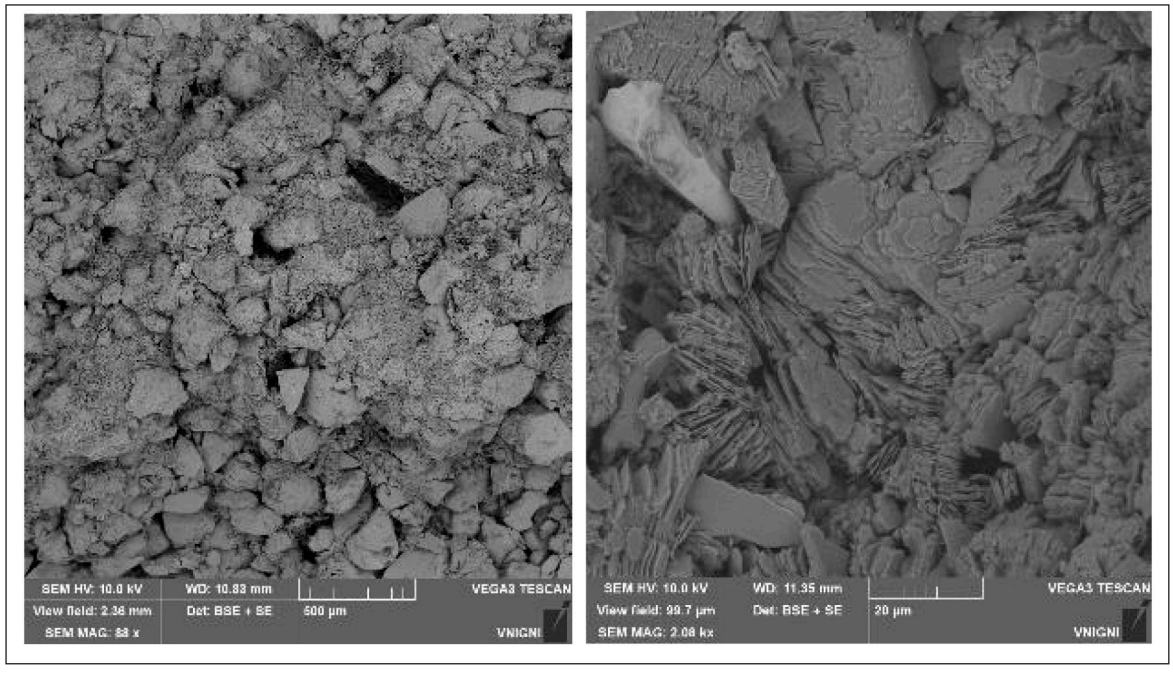



*Рис. 5. Фотографии РЭМ: слева – сообщающиеся межзерновые поры размером до 300×150 мкм; справа – характерные «пачки» псевдогексагональных кристаллов каолинита, не плотно прилегающие друг к другу, образуют вторичные поры размером до 6 мкм*

## Заключение

Детальное послойное описание керна, исследование пород в прокрашенных петрографических шлифах, изучение фрагментов пород в растровом электронном микроскопе с применением энергодисперсионного детектора, аналитических исследованиях минералогического, элементного состава пород методами рентгенофазового и рентгеноспектрального флюоресцентного анализа позволили с различных сторон подойти к интерпретации обстановок осадконакопления. Для анализа пустотного пространства использовались методы оптической микроскопии с применением программного обеспечения: «Анализатор фрагментов микроструктуры твердых тел SIAMS 800», программный модуль SIAMS 800 «Керн С7 Панорама. Анализ структуры пустотного пространства», методы растровой электронной микроскопии, а также данные пористости и проницаемости, определенные петрофизическими методами. Комплексный подход позволяет контролировать, корректировать, уточнять и дополнять выводы, полученные разными методами геологических исследований.

Установлено, что породы яковлевской свиты нижнего мела, вскрытые Новоякимовской параметрической скважиной 1, накапливались посменно в гумидном и аридном климате. Общая направленность седиментации характерна для регрессии. Прослеживаются прибрежные обстановки осадконакопления, характерные для дельт, предположительно с преобладанием речного выноса. Периодические перемены фациальных обстановок связаны, главным образом, с изменением глубины бассейна. В верхней части разреза – постепенный переход в континентальные речные условия формирования осадков. Выявленные обстановки осадконакопления увязываются с региональными палеогеографическими схемами [2].

Наилучшими коллекторами свиты являются песчаники средне-мелкозернистые с контактово-поровым, поровым глинистым цементом. Пустотное пространство в них представлено межзерновой пористостью. Реже отмечается наличие внутризерновой пористости, связанное с выщелачиванием обломков полевых шпатов, а также активное развитие вторичных пор, приуроченных к каолинитовому цементу.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Граувакки / Отв. ред. В.Д. Шутов. Труды АН СССР. Геол. ин-т. – Вып. 238. – Москва: Наука, 1972. – 344 с. – Текст : непосредственный.

2. **Конторович, А. Э.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012.

3. **Маслов, А. В.** Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных: учебное пособие / А.В. Маслов – Екатеринбург: Изд-во УГГУ. – 2005. – 289 с. – ISBN 5-94332-044X. – Текст : непосредственный.

4. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Г. Фролов, Э.И. Сергеева [и др.] – СПб.: Недра, 1998. – 350 с. – ISBN 5-247-03764-2.– Текст : непосредственный.

5. **Шутов, В. Д.** Классификация песчаников / В.Д. Шутов. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1967. – № 5. – С. 86-103.

6. **Юдович, Я. Э.** Основы литогеохимии / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис; Отв. ред. Л.В. Махлаев; Рос. акад. наук Ур. отд-ние [и др.]. – СПб. : Наука, 2000. – 478 с. – ISBN 5-02-024897-5. – Текст : непосредственный.

# ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.34.03:550.832.44(571.12)

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПРИБОРОВ КРОСС-ДИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**В.Ю. Казанцев**

*ОАО «Когалымнефтегеофизика», г. Когалым*

В статье рассмотрен вопрос применения приборов кросс-дипольного акустического каротажа (КДАК) российского и зарубежного производства в нефтегазовых скважинах Западной Сибири. Перечисляются основные приборы, используемые в компании ОАО «Когалымнефтегеофизика», приводятся и сравниваются их технические характеристики, а также полученные результаты исследований. Изучаются особенности применения каждого прибора, и затрагивается потенциальная проблема, связанная с импортозамещением. Также рассматривается альтернативный прибор, который может заменить иностранные аналоги в ближайшем будущем.

*Волновой акустический каротаж, АВАК, ХМАС, импортозамещение, гамма-каротаж, инновации, продольные волны*

# THE USAGE AND PROSPECTS OF APPLICATION OF DOMESTIC AND FOREIGN DEVICES OF CROSS-DIPOLE ACOUSTIC LOGGING IN OIL AND GAS WELLS IN WESTERN SIBERIA

**V.Y. Kazantsev**

*Kogalymneftegeofizika, Kogalym*

The article considers the issue of the use of cross-dipole acoustic logging (CDAC) devices of Russian and foreign production in oil and gas wells in Western Siberia. The main devices used in the company «Kogalymneftegeofizika» are listed, their technical characteristics are given and compared, as well as the research results obtained. The main problems of each device are raised and a potential problem related to import substitution is touched upon. An alternative device is also being considered, which can replace foreign analogues in the near future.

*Wave acoustic logging, AVAC, XMAC, import substitution, Gamma logging, innovation, longitudinal waves*

## Введение

Высокотехнологичные приборы кросс-дипольного акустического каротажа позволяют получить лучшие данные в различных скважинных условиях. Эти приборы разработаны для того, чтобы нефтегазодобывающие компании могли более эффективно оценивать запасы углеводородов и максимально увеличивать их извлекаемость.

Результаты кросс-дипольных измерений акустического каротажа позволяют получать данные об анизотропии породообразующих минералов, анизотропии, связанной с тонкой слоистостью горных пород, неравномерным напряжением и трещиноватостью в них.

Кросс-дипольный акустический каротаж (КДАК) решает следующие задачи:
1. Расчет интервальных времен продольной, поперечной и Стоунли волны.
2. Определение азимутальной анизотропии изгибно-поперечной волны.
3. Расчёт динамических механических свойств горных пород.
4. Определение пористости, литологии и проницаемости.
5. Прогнозирование направления естественных трещин.
6. Прогнозирование направления развития трещин ГРП.

ОАО «Когалымнефтегеофизика» (ОАО «КНГФ») – крупная сервисная компания, проводящая геофизические исследования в ХМАО – Югре, ЯНАО и других регионах России. История компании начинается с 1979 года, а постоянное совершенствование технологии и квалификации сотрудников позволило компании развиваться и расширяться по сегодняшний день.

В данный момент для проведения кросс-дипольного акустического каротажа в ОАО «КНГФ» используются две основные модели приборов: АВАК (производство ООО «Нефтегазгеофизика» г. Тверь, 2011 г.) и ХМАС (производство BAKER HUGHES, США, 2015 г.), а также в настоящее время проходит испытания прибор нового поколения АКП-90ХД (г. Уфа)

**Технические характеристики приборов КДАК и особенности их применения**

Наибольшее количество исследований в ОАО «КНГФ» выполняется отечественным прибором АВАК-Т-90-120/80-11. За последнее десятилетие компанией ОАО «КНГФ» было проведено больше 1200 исследований прибором АВАК-Т-90-120/80-11.

Прибор АВАК-Т-90-120/80-11 представляет собой набор монопольных и дипольных разночастотных зондов с диапазоном частот возбуждения акустического сигнала от 2,5 до 20 кГц. Оригинальная конструкция прибора позволяет уверенно регистрировать продольную волну по породе (P), по жидкости, включая небольшой слой прискважинной зоны (волна Стоунли (St)) и поперечные волны (S), а также оценивать качество цементирования колонны.

Для изучения анизотропии скоростей поляризованных поперечных волн используются кросс-дипольные секции прибора с частотой возбуждения колебаний 4 кГц.

Помимо различных зондов акустического каротажа в приборе присутствуют акселерометры, данные которых позволяют определить положение осей диполей относительно вектора ускорения свободного падения и совместно с данными инклинометрии – пространственное направление анизотропии пород. Однако если угол наклона скважины в интервале исследования не превышает 1,5°, то нельзя уверенно определить направление анизотропии при низких её значениях.

Прибор ХМАС F1 за последние два года использовался всего лишь 29 раз. При этом в ОАО «КНГФ» в постоянном использовании находятся 13-15 приборов серии АВАК, в то время как ХМАС – всего 2.

ХМАС – высокотехнологичный эффективный прибор многозондового акустического каротажа, обеспечивающий точность и надёжность измерений для качественной оценки пластов, анализа анизотропии, описания коллекторов и корреляции данных сейсмических исследований.

Технологии полноволновых монопольных, дипольных и поперечных (многополюсных) измерений, применяемые в приборе ХМАС, позволяют получить лучшие акустические данные в различных скважинных условиях, особенно в рыхлых пластах, где другие приборы могут работать ненадежно.

Низкочастотный излучатель (ниже 400 Гц) позволяет осуществлять измерения затуханий поперечных волн в широком диапазоне динамических условий без необходимости поправок за дисперсию. Лучшие в своём классе данные волны Стоунли обеспечивают динамические измерения проницаемости.

Система телеметрии позволяет производить полноволновую запись за один спуск-подъем при максимальной скорости каротажа 550 м/час, что значительно сокращает время проведения каротажа. Особая конструкция изолятора приёмника уменьшает помехи от волн прибора и увеличивает прочность на сжатие и растяжение, что позволяет во время каротажа спускать прибор XMAC в скважину на трубах.

Ориентация прибора в околоскважинном пространстве осуществляется прибором инклинометрии ORIT, включенным в связку с XMAC.

Главным достоинством прибора является возможность изучения анизотропии скоростей поперечных волн при измерениях 4-х комбинаций полей, полученных при использовании двух ортогональных горизонтальных воздействий (X и Y) с одновременной регистрацией основных (XX, YY) и побочных (XY, YX) компонент волнового поля. Таким образом, через каждые 0,1524 м в акустическом приборе одновременно регистрируется восемь четырехкомпонентных поперечно-дипольных измерений, не подверженных влиянию разносов по глубине и проблемам, связанным с вращением прибора.

С уходом иностранных компаний из нефтегазовой отрасли (включая геофизическую) дальнейшее использование зарубежных приборов может стать затруднительным. Отсутствие технической поддержки, современных обновлений программ для обработки и специалистов по ремонту – серьёзная проблема, которая будет усугубляться всё сильнее с каждым годом.

*Таблица 1*

**Сравнительная характеристика технических данных приборов кросс-дипольного акустического каротажа**

| **Технические данные приборов КДАК** | **АВАК-Т-90-120/80-11** | **XMAC F1** |
|---|---|---|
| Максимальная температура, °С | 120 | 176 |
| Максимальное давление, МПа | 100 | 137,9 |
| Диаметр прибора, мм | 90 | 98,6 |
| Минимальный диаметр скважины, мм | 120 | 114 |
| Максимальный диаметр скважины, мм | 300 | 533 |
| Длина, м | 5,4 | 11 |
| Вес, кг | 120 | 327 |
| Формула зонда | ПМ20.5ПМ11.5ИМ1<br>ПМ20.5ПМ12.0ИМ2<br>ПМ20.5ПМ12.0ИМ3<br>ПД2(х)0.5ПД1(х)1.7ИД1(х)<br>ПД2(у)0.5ПД1(у)1.7ИД2(у)<br>ПД2(у)0.5ПД1(у)1.7ИД1(х)<br>ПД2(х)0.5ПД1(х)1.7ИД2(у) | П8..0.15..П12.59И2<br>П8..0.15..П13.66И1<br>П8..0.15..П13.12И3<br>П8..0.15..П13.12И4 |
| Спектр частот, кГц | 10 ÷ 30<br>5 ÷ 12<br>2 ÷ 5<br>3 ÷ 6<br>3 ÷ 6<br>3 ÷ 6<br>3 ÷ 6 | 1 ÷ 20<br>1 ÷ 20<br>0,4 ÷ 5<br>0,4 ÷ 5 |
| Рекомендуемая скорость каротажа, м/ч | 180 (шаг 0,1 м)<br>360 (шаг 0,2 м) | 550 (шаг 0,1 м)<br>1100 (шаг 0,2 м) |

Как видно из данных таблицы выше, прибор XMAC имеет более широкий спектр применения: позволяет работать при более высоких температурах и давлении в скважинах различного диаметра. Что немаловажно, XMAC позволяет уменьшить время проведения исследования благодаря более высокой рекомендуемой скорости каротажа.

Но что насчёт качества данных? Для объективного сравнения результатов исследования в августе 2021 года на скважине 91 Северо-Часельского месторождения был проведён волновой акустический каротаж приборами ABAK-T-90-120/80-11 и XMAC F1 в идентичных условиях (рис. 1).

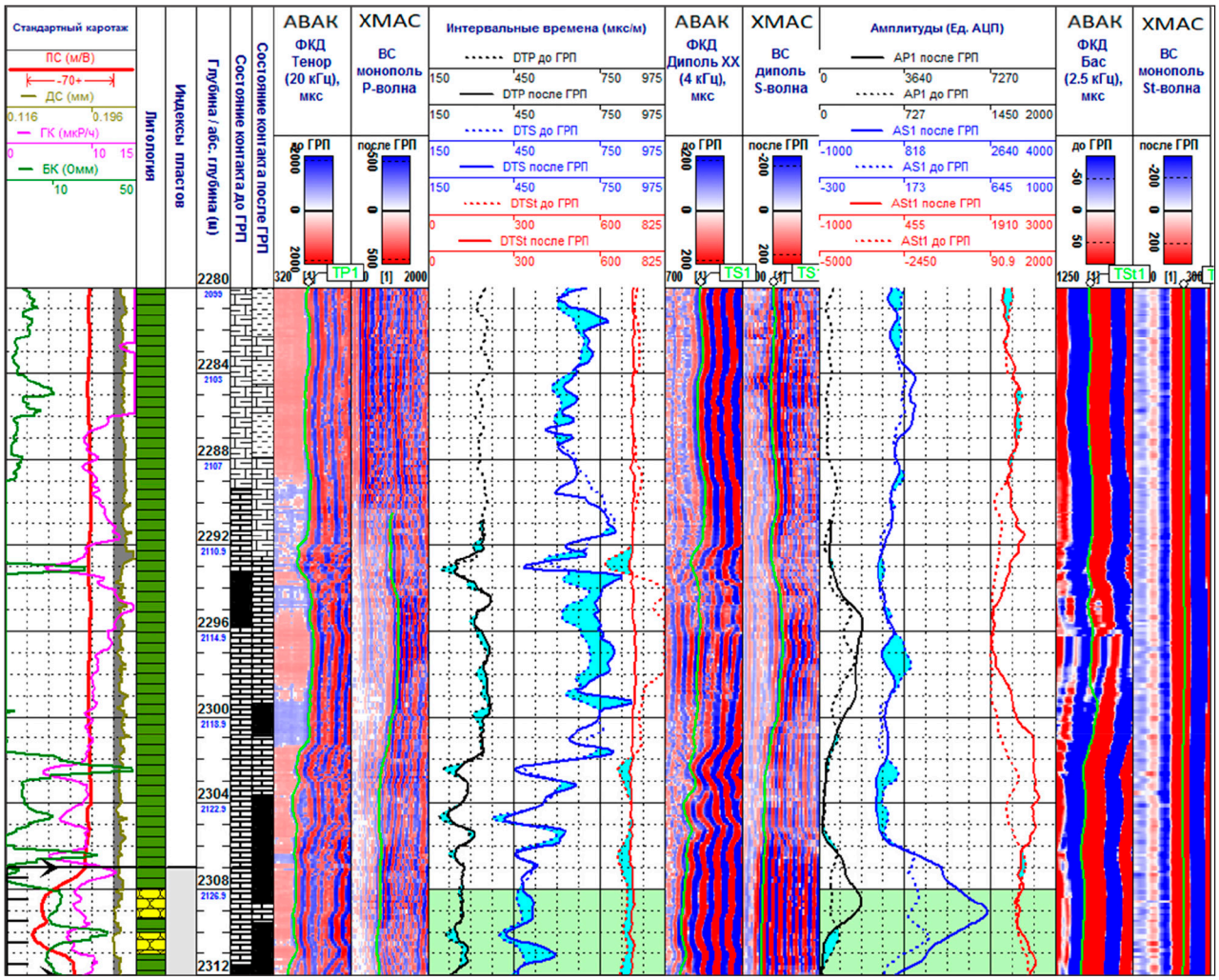



*Рис. 1. Сравнение акустических кросс-дипольных измерений приборами ABAK и XMAC*

Показания приборов состоят из P (поперечных), S (продольных) и St (волн Стоунли) (на планшете обозначены сине-красными полосами). Показания P волны используются для оценки качества цементажа, а волны S и St, в большей мере, позволяют определить зоны проницаемости. Это необходимо не только для оценки проницаемых пластов, а также для исследования результатов проведённого ГРП (зелёная область на планшете). Для этого проводят два исследования, до ГРП и после, сравнивая показания волн. На планшете заметно низкое качество показаний ABAK, что выражено в загрублённых линиях волн, скачков и разрывов данных, в то время как данные XMAC гораздо более отчётливые и точные.

Преимущество ХМАС (из-за большей длины зонда и низкой частоты излучения) – меньшее влияние качества цементирования на показания (данные лучше), но качество цементирования получается завышенным (не чувствителен к мелким трещинам). АВАК имеет отдельный зонд, позволяющий оценивать качество цементирования более точно.

Впрочем, стоимость прибора из серии ХМАС в несколько раз выше АВАК, его транспортировка сложнее, да и для обработки требуется уникальное оборудование. Всё это делает ХМАС непопулярным для широкого использования, особенно в непростых геополитических условиях. Но, с недавнего времени, на российском рынке появился конкурент, который может стать будущим акустического каротажа. Это аппарат нового поколения АКП-90ХД.

С его помощью можно решить следующие задачи:

– литологическое расчленение разреза;
– акустическая пористость;
– скорость продольной, поперечной волн и волны Стоунли;
– оценка легких фракций УВ, в том числе в низкоскоростном разрезе;
– расчёт относительной проницаемости, оценка трещиноватости;
– сейсмическая привязка, моделирование амплитуд (AVO);
– азимутальная анизотропия;
– механические свойства горных пород для целей геомеханики;
– идентификация и ориентация трещин, в том числе и ГРП;
– устойчивость ствола скважины;
– определение направления напряжения пласта в точке залегания.

С помощью прибора АКП-90ХД появилась возможность регистрировать все данные, которые получают, используя дорогое зарубежное оборудование. АКП-90ХД – высокотехнологичный эффективный прибор многозондового акустического каротажа. Технологии полноволновых монопольных, дипольных и поперечных (многополюсных) измерений, применяемые в приборе АКП-90ХД, позволяют получить лучшие акустические данные в различных скважинных условиях, особенно в рыхлых пластах, где другие приборы могут работать ненадежно.

Основное достоинство АКП-90ХД – возможность изучения анизотропии скоростей поперечных волн при измерениях 4-х комбинаций полей при использовании двух ортогональных горизонтальных воздействий (X и Y) с одновременной регистрацией основных (XX, YY) и побочных (XY, YX) компонент волнового поля. Таким образом, через каждые 0,2 м регистрируется восемь измерений, не подверженных влиянию разносов по глубине и проблемам, связанным с вращением прибора.

*Таблица 2*

**Технические данные прибора** АКП-90ХД

| **Технические данные прибора КДАК** | **АКП-90ХД** |
|---|---|
| Максимальная температура, °С | 110 |
| Максимальное давление, МПа | 80 |
| Диаметр прибора, мм | 95 |
| Минимальный диаметр скважины, мм | 110 |
| Максимальный диаметр скважины, мм | 311 |
| Длина, м | 9.6 |
| Вес, кг | 280 |
| Формула зонда | И3,2м(П1.1-П1.4)0,15(П2.1-П2.4)...(П8.1-П8.4)<br>И3,6м(П1.1-П1.4)0,15(П2.1-П2.4)...(П8.1-П8.4) |
| Спектр частот, кГц | 8 ÷ 13<br>1 ÷ 3 |
| Рекомендуемая скорость каротажа, м/ч | 600 (шаг 0,1 м)<br>1000 (шаг 0,2 м) |

Место производства данного прибора – г. Уфа, что позволяет избежать проблем с изготовлением, ремонтом и техническим обслуживанием, а это немаловажно в условиях импортозамещения.

Компанией ОАО «КНГФ» с 2021 года проведено 7 исследований прибором АКП-90ХД. Новый прибор пока не пользуется популярностью среди заказчиков из-за отсутствия большой базы данных по его эффективности. Однако при сравнении замеров выполненных приборами XMAC и АКП-90ХД можно отметить высокую сходимость данных.

Небольшие помехи в записи данных АКП не искажают общую картину данных и могут быть вызваны не только техническими возможностями аппаратуры, а новизной прибора и адаптацией к новой технологии, что исчезнет с распространением прибора в будущих исследованиях.

Сравнение акустических кросс-дипольных измерений приборами АКП-90ХД и XMAC проведено на Красноленинском месторождении (Западная Сибирь) в обсаженном стволе. Отмечается хорошая сходимость по продольной (P) волне. Также значения анизотропии сходятся и подтверждаются между обоими приборами.

Основные преимущества прибора АКП-90ХД:

– Высокая скорость регистрации – сокращение времени бурения скважины.

– Низкочастотный сигнал и высокая статистика измерений – отличное качество данных.

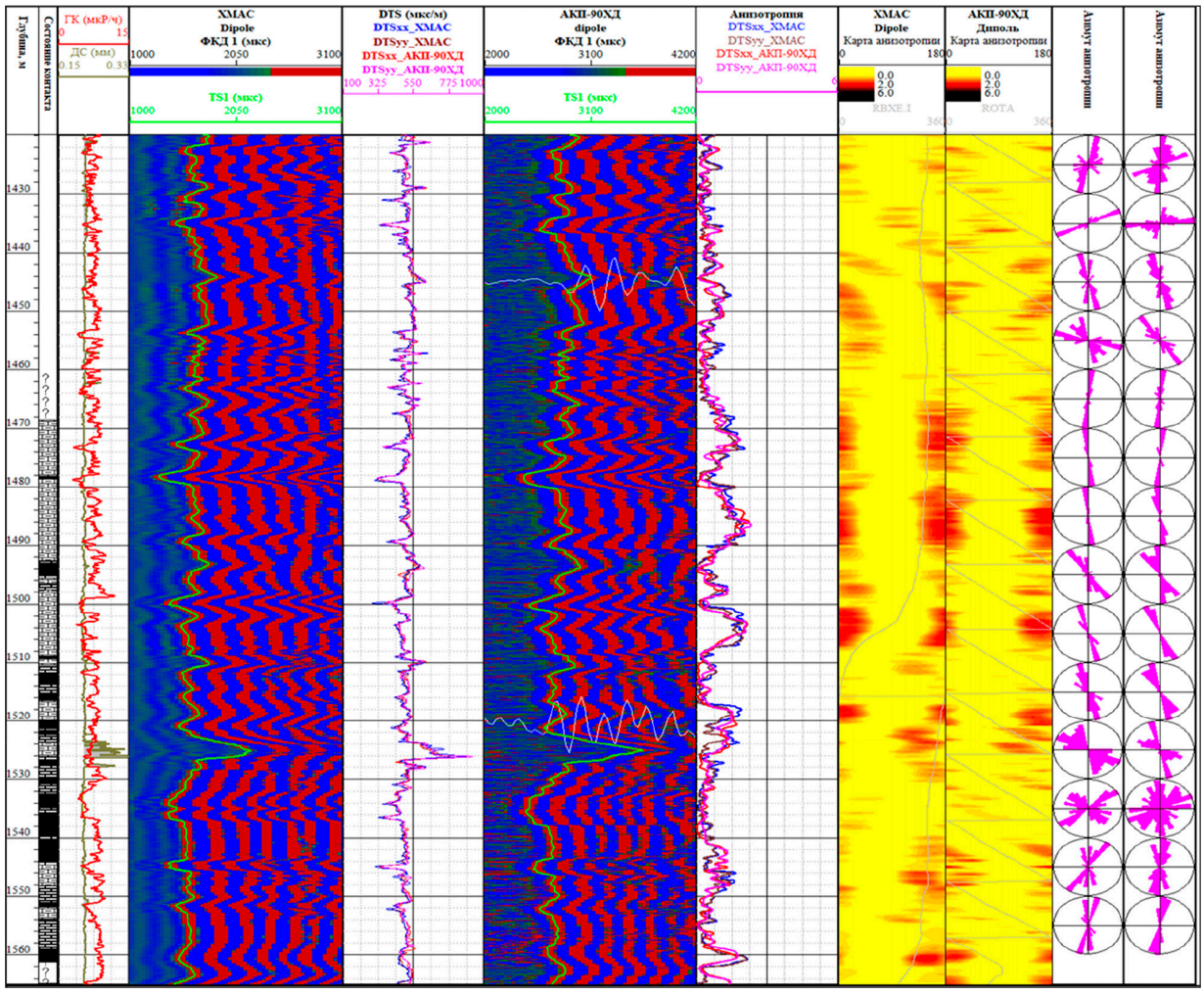



*Рис. 2. Сравнение акустических кросс-дипольных измерений приборами АКП-90ХД и XMAC*

– Высокая информативность в низкоскоростных разрезах – решение задач петрофизического обеспечения, сейсмики и геомеханики во всем интервале скважины.

– Лучшая информативность при планировании и мониторинге ГРП с низкой чувствительностью к качеству цементирования обсадной колонны.

– Комбинируемость – позволяет выполнить исследования в связке приборов без дополнительных временных затрат.

## Заключение

Проведение волнового акустического каротажа – необходимость для современного цикла нефтедобычи. Последние годы направление имело сильную зависимость от зарубежных технологий и оборудования. Однако времена меняются и на сегодняшний день появился отечественный аналог, который может обеспечить технологическую независимость российских геофизических компаний. На сегодняшний день прибор АКП-90ХД – самый интересный и перспективный, однако только время покажет, сможет ли он получить дальнейшее развитие и популярность.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Шумилов, А. В.** Обработка данных кросс дипольного акустического каротажа в программном комплексе соната / А.В. Шумилов, С.В. Белов, И.В. Ташкинов. – Текст: электронный // Каротажник. 2014. – С. 114-226. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=22255411. – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

2. **Вершинин, А. Г.** Разработка современной аппаратуры волнового кросс-дипольного акустического каротажа с применением компьютерного моделирования / А.Г. Вершинин, С.А. Вершинин, С.В. Добрынин. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 1. – С. 87-95.

3. **Добрынин, С. В.** Обоснование целесообразности использования современной аппаратуры кросс-дипольного каротажа при выделении и типизации коллекторов баженовской свиты / С.В. Добрынин. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2018. – № 1. – С.24-30.

4. Компьютерное и физическое моделирование приборов мультипольного акустического каротажа для исследований нефтяных и газовых скважин: сайт. — URL: https://www.gubkin.ru/diss2/files/d02-Vershinin/Dissertation_Vershinin%20S.A.pdf. — Текст : электронный.

5. XMAC F1 service provided deep shear wave imaging for unconventional reservoirs: сайт. — URL: bhge.com — Текст : электронный.

УДК 622.276.43

# МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Д.А. Розбаев**

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Статья посвящена актуальной проблеме оценки доли эффективного объема закачки воды на нефтяных месторождениях. На основе обобщения имеющегося опыта для однозначности терминологии выработаны определения общей, производительной и непроизводительной закачки. Представлена концепция распределения непроизводительного расхода закачки на три составляющие – поверхностные, технические и технологические потери. Приведены результаты вычислительных экспериментов по распределению закачки по площади с применением различных существующих аналитических подходов и с помощью разработанных модифицированных формул. Описаны результаты серии вычислительных экспериментов на гидродинамической модели элемента пласта и возможность их использования при анализе непроизводительной закачки, в условиях отсутствия актуальной гидродинамической модели пласта или при необходимости принятия оперативных решений.

*Методический подход, заводнение, система ППД, эффективная закачка, производительная закачка, потери закачки, гидродинамическое моделирование*

# THE METHOD OF INCREASING THE EFFICIENCY OF THE IMPLEMENTED FLOODING SYSTEM AT THE FIELD OF WESTERN SIBERIA

**D.A. Rozbaev**

*Branch of «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen*

The article is devoted to the actual problem of estimating the share of the effective volume of water injection in oil fields. Based on the generalization of existing experience, definitions of general, productive and unproductive downloads have been developed for unambiguity of terminology. The concept of distribution of unproductive injection consumption into three components – surface, technical and technological losses is presented. The results of computational experiments on the distribution of injection over an area using various existing analytical approaches and using the developed modified formulas are presented. The results of a series of computational experiments on a hydrodynamic model of a reservoir element and the possibility of their use in the analysis of unproductive injection, in the absence of an up-to-date hydrodynamic model of the reservoir or, if necessary, operational decisions are described.

*Methodical approach, flooding, flooding system, efficient injection, productive injection, injection losses, hydrodynamic modeling*

Средний уровень обводненности добываемой продукции на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» составляет 92 %, текущая компенсация отборов закачкой – 91,5 %. При этом для отдельных месторождений и объектов характерен заметный дисбаланс добываемой и закачиваемой воды, что делает актуальной оценку эффективного уровня компенсации при разработке месторождений с применением системы заводнения. Ее решение очень важно на поздней стадии разработки, в которую постепенно переходит все большее количество крупных нефтяных месторождений, так как

чем дольше разрабатывается месторождение, тем больше будет разница между объемами учитываемой общей закачкой и объемами фактически эффективной закачкой, направленной на поддержание пластового давления. Поэтому для эффективной разработки месторождений необходимо полное понимание, куда и сколько закачиваемой воды может уходить за пределы целевых интервалов разрабатываемых объектов, либо какой объем закачки не оказывает энергетического эффекта в пределах целевых объектов разработки.

Для осуществления системного подхода управления проектами заводнения в Компании данная работа проводится в рамках мультидисциплинарных команд (МДК), в которых особое внимание уделяется наличию обратной связи и постоянному взаимодействию участников процесса. Но, так как в начальный период взаимодействия МДК по управлению месторождениями с заводнением выявилось, что в области многочисленных исследований по оптимизации и усовершенствованию систем поддержания пластового давления (ППД), а также в отраслевых руководящих документах нефтегазодобывающих предприятий определение объемов эффективной закачки четко не регламентировано. Данный факт систематически отражался в применении отличающихся подходов по оценке доли эффективной и неэффективной закачки, либо вовсе выражался полным отсутствием данного учета. Подобный подход вносил дополнительные неопределенности в анализ энергетического состояния залежей и усложнял процесс оперативного исправления ошибок без потерь ценного времени, а значит и добычи нефти.

Поэтому, на основе обобщения имеющегося мирового и отечественного опыта, в производственную деятельность была интегрирована методика оценки эффективности системы заводнения. На первом этапе для однозначности терминологии при взаимодействии с участниками процесса по оценке системы заводнения выработаны определения общей, производительной и непроизводительной закачки.

**Общая закачка** – учтенный объем агента закачки, отправленный с узла подготовки, в т.ч. от водозаборных скважин и станций, а также самостоятельных устройств сепарации к системам поддержания пластового давления эксплуатационных объектов (устьям нагнетательных скважин).

**Производительная закачка** – объем агента закачки, поступивший в интервал разрабатываемого объекта, выражающийся в виде положительного энергетического эффекта, отражающегося в динамике технологических показателей добывающих скважин.

**Непроизводительная закачка** – объем агента закачки, не поступивший в целевой интервал по поверхностным и техническим причинам либо не участвующий в процессе непосредственного поддержания энергетического состояния разрабатываемого объекта.

Непроизводительный расход закачки предлагается делить на 3 группы: поверхностные, технические и технологические потери.

Следовательно, объем непроизводительной закачки, т.е. закачки, которая не дошла с объекта обустройства до целевого эксплуатационного объекта разработки либо не совершила в его пределах полезной работы, может быть определен по следующей формуле:

$$Q_{\text{непроизв.зак.}} = Q_{\text{пов.потерь зак.}} + Q_{\text{тех.потерь зак.}} + Q_{\text{техн.потерь зак.}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{пов.потерь зак.}}$ – объем поверхностных потерь закачки, м$^3$;
$Q_{\text{тех.потерь зак.}}$ – объем технических потерь закачки, м$^3$;
$Q_{\text{техн.потерь зак.}}$ – объем технологических потерь закачки, м$^3$.

Соответственно, объем производительной закачки может быть определен по формуле:

$$Q_{\text{произв.зак.}} = Q_{\text{общей зак.}} + Q_{\text{непроизв. зак.}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{общей зак.}}$ – объем общей закачки, м$^3$.

Для оценки эффективности объема закачки, поступившего в целевой эксплуатационный объект разработки, проведена серия вычислительных экспериментов на гидродинамической модели элемента пласта. В основе анализа выбрана модель нефтяной залежи линзовидной формы с добывающей вертикальной скважиной в центре и различными вариантами расположения нагнетательной скважины, обе скважины перфорированы на всю толщину пласта (рис. 1).

Анализ формирования фронта распространения закачки по кубу трассеров, при котором красный цвет соответствует ста процентам закачиваемой воды, показал, что отток закачки за контур примерно во всех вариантах сопоставим с объемом оттока внутрь залежи, так как влияние лучшего оттока в водяную зону, по причине фазовых проницаемостей, компенсируется снижением давления в нефтяной области. Тем самым на качественном уровне установлено снижение эффективности реализуемой системы поддержания пластового давления в процессе разработки нефтяной залежи (рис. 2)

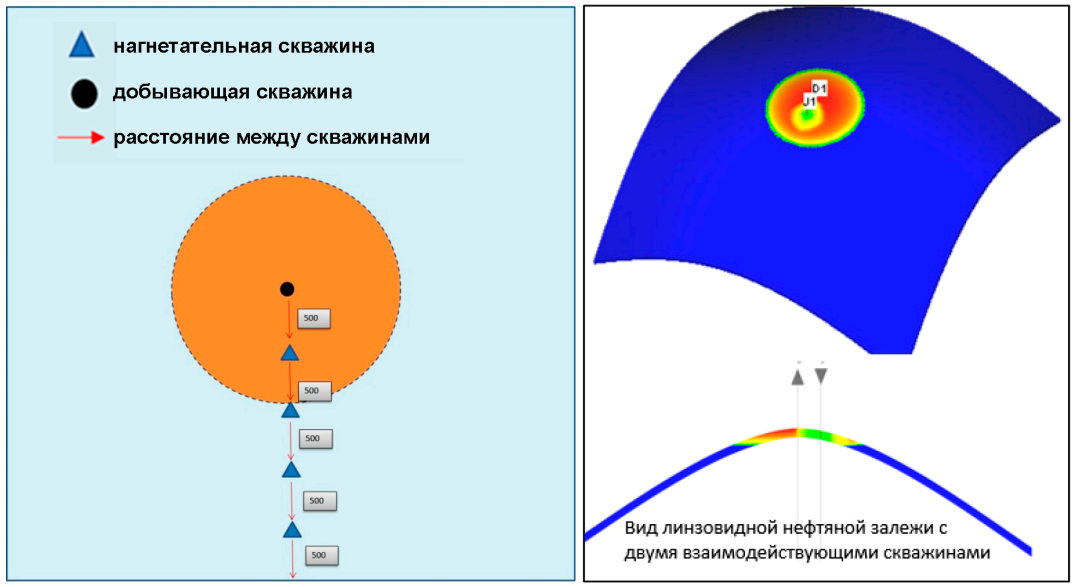



*Рис. 1. Схематическое изображение используемой модели*

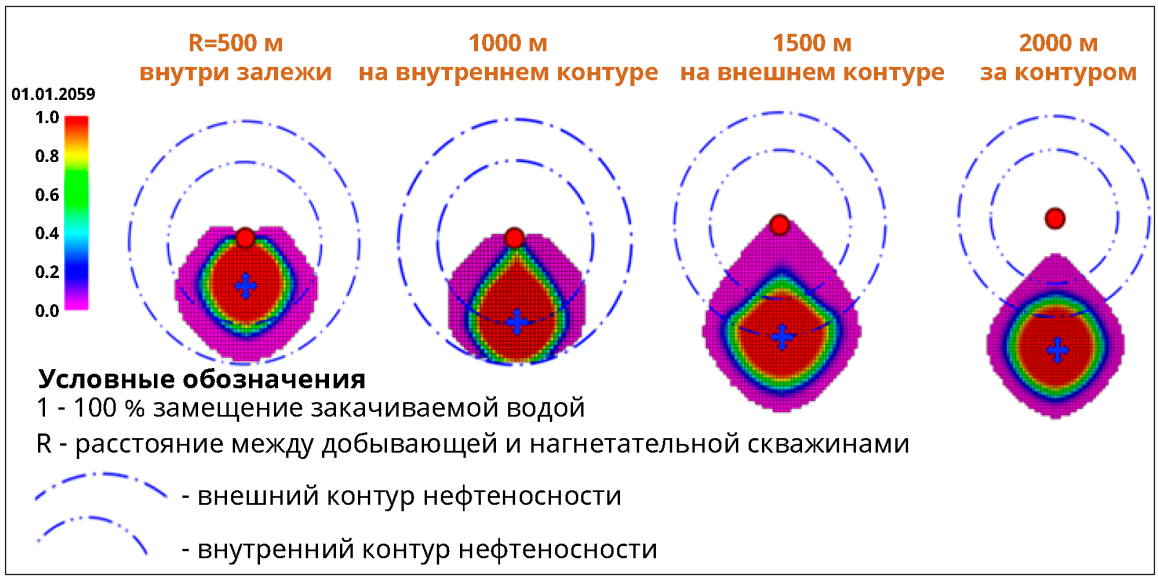



*Рис. 2. Вид куба качественного распространения объема закачиваемой воды через 40 лет разработки*

С целью количественного выявления непроизводительного объема закачки инженерами-разработчиками принято использовать инструмент гидродинамического моделирования, но для оперативного оценочного анализа аналитические расчеты выполняются методом уравнения материального баланса. Важно учесть, что при выполнении расчетов эффективной закачки по элементам разработки (блоки/ячейки/скважины) для корректного определения количественной доли участия каждой скважины в общем суммарном объеме объекта/месторождения необходимо корректно распределить добытые и/или закачанные в пласт флюиды в пределах анализируемой площади. В данном направлении проведено множество исследований, в таблице 1 представлен обзор основных существующих методов оценки эффективной закачки и методы распределения закачки по площади.

*Таблица 1*

**Основные существующие методы распределения закачки по площади**

| Метод | Формула |
|---|---|
| 1. Гидродинамическое моделирование | – |
| 2. Распределение с учетом отборов жидкости и изменения пластового давления | $\sum Q_{зак} = \sum Q_{доб.жидк.} + C_{эфф} * \Delta P_{пл} * V + Q_{потерь\ зак.}$ |
| 3. Уравнение материального баланса | $Q_{доб.неф} B_н = V_{геол.зап.} * B_{н.нач.} * \Delta P_{пл} * C_{эфф} + Q_{зак.обл.} + (Q_{зак} - Q_{доб.воды}) * B_в$ |
| 4. Модификация уравнения материального баланса (С.В. Семенов) | $D(t) = U\Delta P(t) + RZ(t) + We$ |
| 5.* Предлагаемая модификация уравнения материального баланса | $Q_{зак} + We = (Q_н * B_o + Q_в * B_w)\Delta Ротн_i$ |
| 6. Распределение в соответствии со средней гидропроводностью интервалов поглощения скважины | $\alpha_i = \frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_i}{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{kh}{\mu}\right)_i}$ |
| 7. Распределения на основе угла притока (Д. Уолкотт) | $\alpha_i = \left(\frac{\varphi_i(P_{заб.наг} - P_{заб.доб})}{\ln(\frac{h_{эфф.наг}L}{h_{эфф.доб}r_{скв.эфф}})}\right) / \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\varphi_i(P_{заб.наг} - P_{заб.доб})}{\ln(\frac{h_{эфф.наг}L}{h_{эфф.доб}r_{скв.эфф}})}\right)_i$ |
| 8. Распределения на основе межскважинной проводимости (М.С. Антонов) | $\alpha_i = \left(\frac{kh_{наг.скв} + kh_{i-ой\ доб.скв}}{2L_i}\right) / \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{kh_{наг.скв} + kh_{i-ой\ доб.скв}}{2L_i}\right)_i$ |
| 9*. Предлагаемая модификация уравнения распределения закачки по площади | $\alpha_i = \frac{\left(\varphi_i/360^0 + E_i/\sum_{i=1}^{n}(E)_i + \left(P_{заб.наг} - P_{заб.доб}\right)_i/\sum_{i=1}^{n}\left(P_{заб.наг} - P_{заб.доб}\right)_i\right)}{3}$ |
| 10. Принцип электрогидродинамической аналогии (Ю.В. Борисов) | $q_i = \frac{P_{заб.наг} - P_{заб.доб}}{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\mu L}{2\sigma kh}\right)_i + \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\mu \ln\frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi kh}\right)_i}$ |

Более подробно предлагаемое решение (5*) уравнения материального баланса представлено в работе [1], предлагаемое уравнение (9*) распределения закачки по площади, рассмотрено в работе [2].

Для подтверждения полученных результатов дополнительно выполнена оценка доли непроизводительной закачки в программном продукте tNavigator с помощью модуля «Матрица дренирования», который на основе рассчитанных линий тока качественно оценивает количество закаченной воды, которое способствовало добыче жидкости и нефти добывающей скважины.

Результаты всех вычислительных экспериментов, в зависимости от вариаций проницаемости пласта, расстояния между скважинами, снижением пластового давления и соотношением нагнетательных скважин к добывающим, представлены в виде кольцевых диаграмм (рис. 3). Они так же могут использоваться в качестве альтернативного подхода к определению объема непроизводительной закачки для антиклинальных залежей с выдержанным распространением пласта при отсутствии полноценной гидродинамической модели пласта или точных данных для расчетов.

На рисунке 3 видно, что прослеживается прямая связь увеличения эффективности закачки от сокращения расстояния между парой рассматриваемых скважин и от увеличения соотношения количества нагнетательных скважин к добывающим, но при этом необходимо также обращать внимание на значения проницаемости и пластового давления в зоне отбора.

Для стандартизации принятия решения при количественной оценке эффективности реализуемой системы поддержания пластового давления представлена концепция

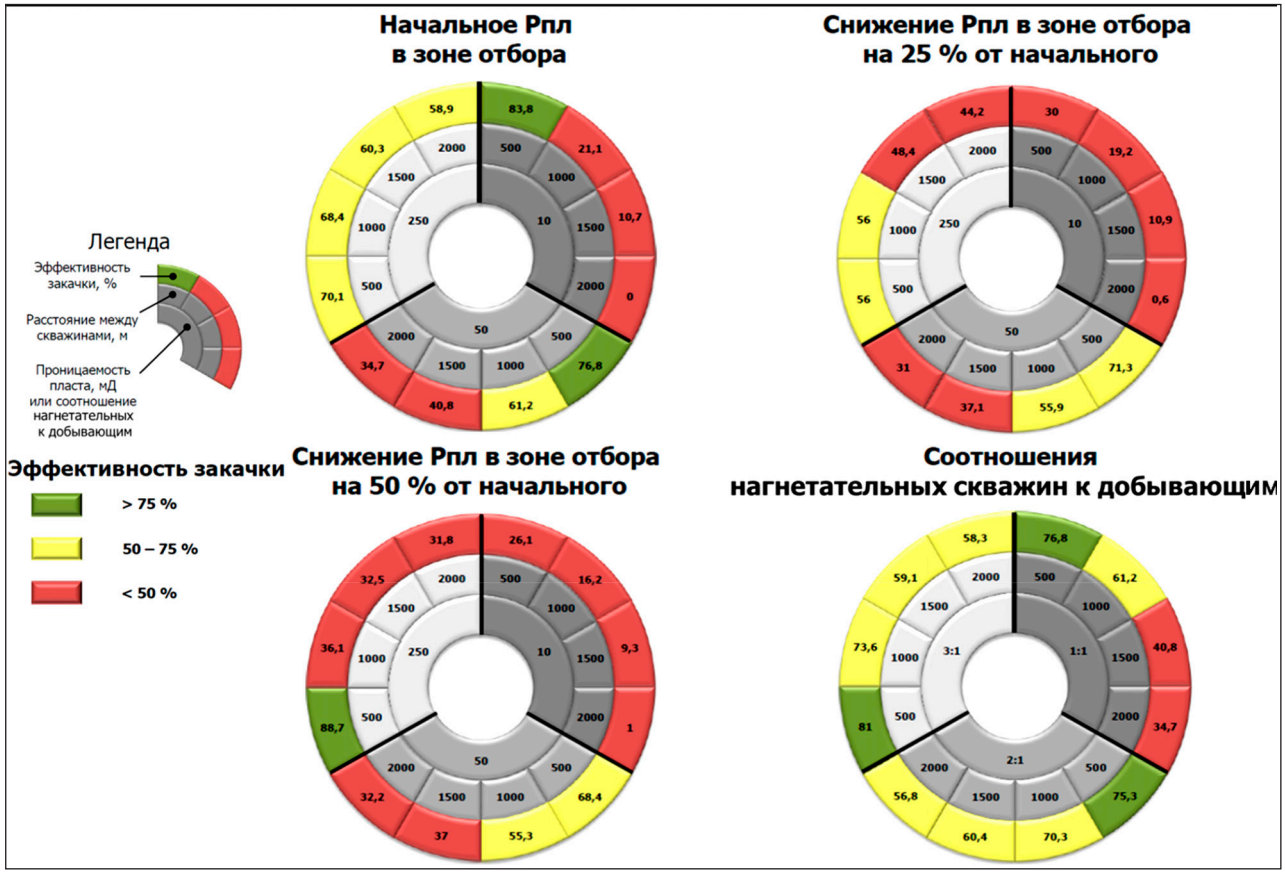



*Рис. 3. Результаты гидродинамических вычислительных экспериментов*

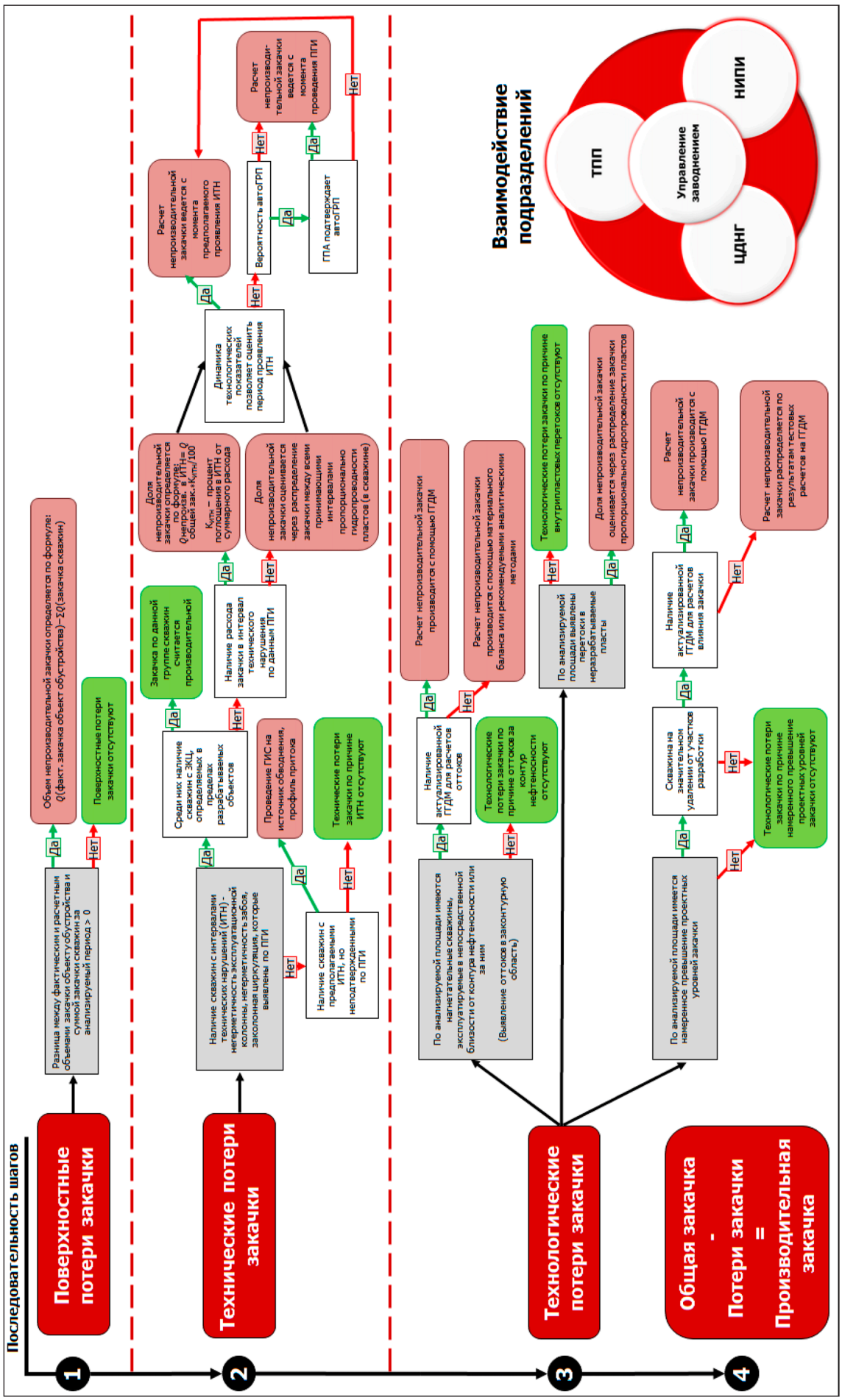



*Рис. 4. Схема оценки эффективной закачки*

основных поэтапных действий, основанных на оценке снижения эффективности заводнения. На первом этапе оценивается объем закачиваемой воды который не дошел до устья нагнетательных скважин по производственным причинам. На втором этапе выявляется объем закачки который не дошел до целевого объекта разработки по техническим причинам – нарушения состояние конструкции скважины (негерметичность эксплуатационных колон или заколонные циркуляции) и далее оценивается эффективность системы ППД, рассматриваемого анализируемого объекта (рис. 4). Данная схема предполагает комплексное взаимодействие производственных подразделений в процессе управления заводнением:

– цех добычи нефти и газа (ЦДНГ);
– территориально-производственное предприятие (ТПП);
– научно-исследовательский проектный институт (НИПИ).

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Розбаев, Д. А.** Анализ реализуемой системы заводнения на основе методики выявления непроизводительной закачки воды / Д.А. Розбаев. – Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 6(132). – С. 69-74.

2. **Розбаев, Д. А.** Подходы к оценке непроизводительной закачки воды на разрабатываемых месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / Д.А. Розбаев, А.А. Корнев, Ю.В. Андронов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 72-78.

УДК 622.276.43

# АНАЛИЗ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ МЕТОДИКИ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ

**Д.А. Розбаев, Э.Т. Бабаев**

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Одним из основных методов воздействия на нефтяную залежь, позволяющих повысить коэффициент извлечения нефти, является поддержание пластового давления закачкой воды в пласт. При анализе системы заводнения перед инженерами-разработчиками возникает задача по определению объема закачиваемой воды и её распределения как по площади объекта разработки, так и по отдельным его участкам. Решение этой задачи позволяет получить представление о взаимовлиянии добывающих и нагнетательных скважин, а также выявить количественное распределение объемов эффективной и неэффективной закачки. В данном случае закономерно, что отсутствие контроля и управления данными по заводнению может послужить причиной ухудшения прогнозного профиля добычи месторождения и снижения коэффициента извлечения нефти. В данной работе описан методический подход [1], позволяющий оперативно оценить распределение закачки по ячейкам заводнения и количественно оценить эффективность реализуемой системы ППД.

*Система заводнения, уравнение материального баланса, эффективная закачка, ячейка заводнения, распределение закачки, приток, отток, производительная закачка, непроизводительная закачка*

# ANALYSIS OF THE IMPLEMENTED FLOODING SYSTEM BASED ON THE METHOD OF DETECTING UNPRODUCTIVE WATER INJECTION

**D.A. Rozbaev, E.T. Babaev**

*Branch of «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen*

One of the main methods of influencing an oil deposit, allowing to increase the oil recovery coefficient, is to maintain reservoir pressure by pumping water into the reservoir. When analyzing the flooding system, the development engineers face the task of determining the volume of injected water and its distribution over the area of the development object and its individual sections. The solution of this problem allows us to get an idea of the mutual influence of producing and injection wells, as well as to identify the quantitative distribution of the volumes of effective and inefficient injection. In this case, it is natural that the lack of control and management of flooding data can cause a deterioration in the forecast profile of the field's production and a decrease in the oil recovery coefficient. This paper describes a methodological approach [1] that allows us to quickly assess the distribution of the injection into the flooding cells and quantify the effectiveness of the implemented flooding system.

*Flooding system, material balance equation, effective injection, flooding cell, injection distribution, inflow, outflow, productive injection, unproductive injection*

Мониторинг разработки нефтяных объектов с реализованной системой заводнения предполагает проведение анализа гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами и количественный учет объемов добычи жидкости и необходимой закачки воды. Поэтому инженеры-разработчики в своей деятельности используют аналитические методы распределения закачки по площади, которые решают задачу регулирования и совершенствования системы поддержания энергетического

состояния объекта разработки. Очевидно, что оценка общей эффективности системы заводнения невозможна без детального поскважинного анализа, который может быть представлен замкнутой локальной системой на уровне блок/ячейка/скважина. Данный подход позволяет регулировать/ перераспределять объемы закачиваемой воды и вовлекать в разработку ранее неохваченные участки продуктивного пласта.

Одним из базовых методов распределения закачки по площади является геометрический способ [2], который предполагает учет объема закачки пропорционально углам притока (рис. 1).

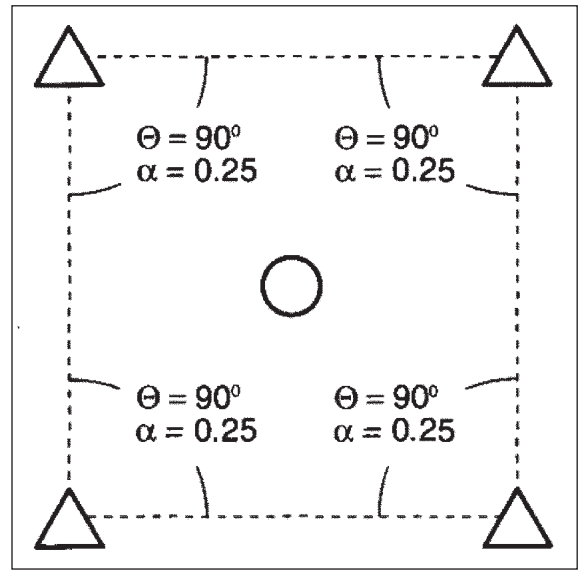



*Рис. 1. Оценка распределения флюидов по площади*

Фактор, который определяет долю распределения закачки, определяется следующим образом:

$$\alpha_i = \frac{\theta_i}{360^\circ}, \quad (1)$$

где $\theta_i$ – угол притока.

Следующий подход описан Д. Уолкоттом [2] и основывается на выражении (1). Этот подход учитывает разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, изменение эффективной толщины пласта и расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами:

$$\alpha_i = \frac{\varphi_i\left(P_{заб.нагн.} - P_{заб.доб}\right)}{\ln\left(\frac{hr_e}{h_e r_w}\right)} \Big/ \sum_{i=1}^{n} \frac{\varphi_i\left(P_{заб.нагн.} - P_{заб.доб}\right)}{\ln\left(\frac{hr_e}{h_e r_w}\right)}, \quad (2)$$

где $\varphi_i$ – угол притока,°;

$P_{заб.нагн.}$ – забойное давление нагнетательной скважины, атм;

$P_{заб.доб.}$ – забойное давление добывающей скважины, атм;

h – эффективная толщина пласта, вскрытая нагнетательной скважиной, м;

$h_e$ – эффективная толщина пласта, вскрытая добывающей скважиной, м;

$r_e$ – расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, м;

r – радиус скважины, м;

$r_w = r * e^{-s}$ – эффективный радиус добывающей скважины, м;

s – скин-фактор, ед.

М.С. Антонов для вычисления доли объемов закачки предлагает следующее выражение [4], учитывающее проводимость призабойной зоны нагнетательных и добывающих скважин, а также расстояние между ними (рис. 2):

$$\alpha_i = \frac{\left(kh_{наг.скв} + kh_{i-ой\ скважины}\right)}{2L_i} \Big/ \sum_{i=1}^{n} \frac{\left(kh_{наг.скв} + kh_{i-ой\ скважины}\right)}{2L_i}, \quad (3)$$

где $h_{нагн.}$ – эффективная толщина пласта, вскрытая нагнетательной скважиной, м;

$h_i$ – эффективная толщина пласта, вскрытая добывающей скважиной, м;

k – проницаемость призабойных зон добывающей и нагнетательной скважин, мД;

L – расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, м.

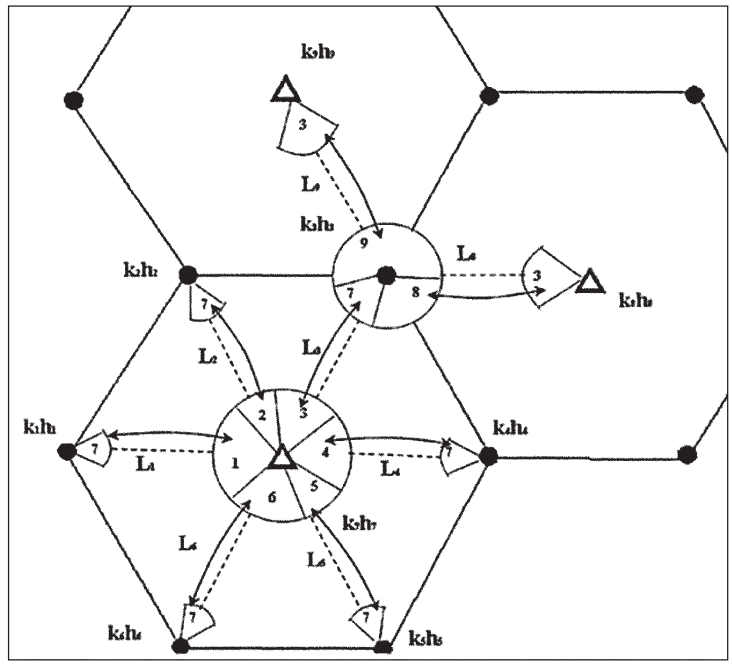



*Рис. 2. Распределение объемов закачки по методике М.С. Антонова*

Альтернативой выражений (2) и (3) предлагается формула (4), учитывающая сразу три фактора: угол притока, проводимость призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин, разность между забойными давлениями нагнетательных и добывающих скважин:

$$\alpha_i = \frac{\left(\varphi_i/360^0 + E_i/\sum_{i=1}^{n}(E)_i + \left(P_{\text{заб.наг}} - P_{\text{заб.доб}}\right)_i/\sum_{i=1}^{n}\left(P_{\text{заб.наг}} - P_{\text{заб.доб}}\right)_i\right)}{3}, \quad (4)$$

где $E_i = \frac{k_{\text{н}}h_{\text{н}} + k_{\text{д}}h_{\text{д}}}{2}$ – проводимость призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин.

Число в знаменателе выражения (4) обозначает количество исследуемых факторов, что позволяет учесть вес факторов. Следовательно, по каждому из рассмотренных факторов для каждого *i*-го элемента находится доля распределения закачки от суммы этого фактора по всему анализируемому окружению.

Следующим этапом при анализе системы заводнения является решение уравнения материального баланса, поскольку систематическое применения данного уравнения является надежным математическим инструментом для оценки процессов заводнения, а также способствует повышению качества исследования системы заводнения. Очевидно, что одним из важнейших моментов при решении уравнения материального баланса является качество исходных данных, в том числе точное понимание распределения объемов добычи жидкости и закачки воды.

Рассмотрим уравнение материального баланса [3], представленное в следующем виде:

$$\frac{Q_{\text{н}} * b}{\rho} + Q_{\text{в}} - Q_{\text{зак}} = (V_{\text{н}} * \beta_{\text{н}} + V_{\text{в}} * \beta_{\text{в}} + V_{\text{пор}} * \beta_{\text{ср}}) * (P_0 - P) + W_{\epsilon}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{зак}}$ – накопленная закачка воды, тыс. м$^3$;

$Q_{\text{н}}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти, тыс. т;

$Q_{\text{в}}$ – накопленная с начала разработки добыча воды, тыс. т;

b – объемный коэффициент нефти;
F – площадь нефтеносности, тыс. м$^2$;
h – нефтенасыщенная толщина, м;
m – пористость, д. ед.;
$V_{пор} = F * h * m$ – начальный объем пор породы, тыс. м$^3$;
$K_{нн}$ – начальная нефтенасыщенность, д. ед.;
$V_н = V_{пор} * K_{нн}$ – начальный объем нефтенасыщенной среды, тыс. м$^3$;
$V_в = V_{пор} * (1 - K_{нн})$ – начальный объем водонасыщенной среды, тыс. м$^3$;
$\beta_н$, $\beta_в$, $\beta_{ср}$ – коэффициенты сжимаемости нефти, воды, породы, 1/МПа;
$w_e$ – дополнительный приток воды в залежь, тыс. м$^3$;
$P_0$ – начальное пластовое давление, МПа;
P – текущее пластовое давление, МПа;
$Q_{зак}$ – накопленная закачка воды, тыс. м$^3$.

Левая часть уравнения описывает разность между добытым объемом жидкости и закачанным объемом воды в пластовых условиях. Правая часть уравнения описывает расширение системы вследствие изменения пластового давления. К параметрам, изменяющим объем при снижении пластового давления, можно отнести нефть с растворенным в ней газом, связанную воду и скелет порового пространства. Баланс левой и правой частей уравнения обеспечивается путём добавления аргумента $W_e$. Расчет аргумента $W_e$ позволяет определить величину эффективного объема закачки, дополнительного притока и непроизводительного объема по ячейке заводнения.

Одним из главных параметров при анализе системы заводнения является коэффициент компенсации отборов, который отражает отношение между объемами закачки и жидкости в пластовых условиях. При идеальных условиях это отношение будет стремиться к единице, что будет отражать баланс между отобранным и закачанным объемами. Следовательно, определение коэффициента компенсации основывается на решении уравнения материального баланса (6):

$$K_{компенсации} = \frac{Q_{зак} * B_w}{Q_н * B_o + Q_в * B_w} = 1. \quad (6)$$

Добыча согласно уравнению материального баланса (5) равна увеличенному в процессе расширения объему пластовых флюидов. Отсюда следует, что отношение объема при текущем пластовом давлении к объему при начальном пластовом давлении показывает долю добытого объема за счет упругого режима работы залежи (ΔРотн):

$$\Delta Ротн = 1 - \frac{(V_н * \beta_н + V_в * \beta_в + V_{пор} * \beta_{ср})P}{(V_н * \beta_н + V_в * \beta_в + V_{пор} * \beta_{ср})P_0}. \quad (7)$$

Следовательно, при решении уравнения материального баланса закачанный объем воды, совершивший полезную работу по поддержанию энергетического состояния объекта разработки $\Delta Ротн_i$, будет определяться следующим образом:

$$\Delta Ротн_i = 1 - \Delta Ротн, \quad (8)$$
$$(Q_н * B_o + Q_в * B_w)\Delta Ротн_i. \quad (9)$$

Таким образом, используя формулу (10) для определения объема $W_e$, получаем следующее выражение:

$$W_e = (Q_н * B_o + Q_в * B_w)\Delta Ротн_i - Q_{зак}, \quad (10)$$

$$W_e = \frac{W_e}{Q_{зак}} * 100\%. \quad (11)$$

Модифицируя формулу материального баланса, получаем:

$$Q_{зак} + W_e = (Q_н * B_o + Q_в * B_w)\Delta Ротн_i. \quad (12)$$

Модифицированное уравнение материального баланса (12), а также рассмотренные методы распределения закачки были применены при оценке системы заводнения на одном из разрабатываемых нефтяных объектов Большехетской впадины. Исследуемый объект представляет собой пластово-сводовую залежь, разработка которой осуществляется равномерной системой: скважинами сложной архитектуры: многозабойными и горизонтальными скважинами. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет 600 м. Действующий фонд добывающих скважин составляет 46 единиц, нагнетательных – 29 единиц. Текущая компенсация отборов на объекте составляет 115 %, накопленная компенсация – 100 %.

Согласно предложенной оценке эффективности заводнения (12) были выполнены поскважинные расчеты (рис. 3).

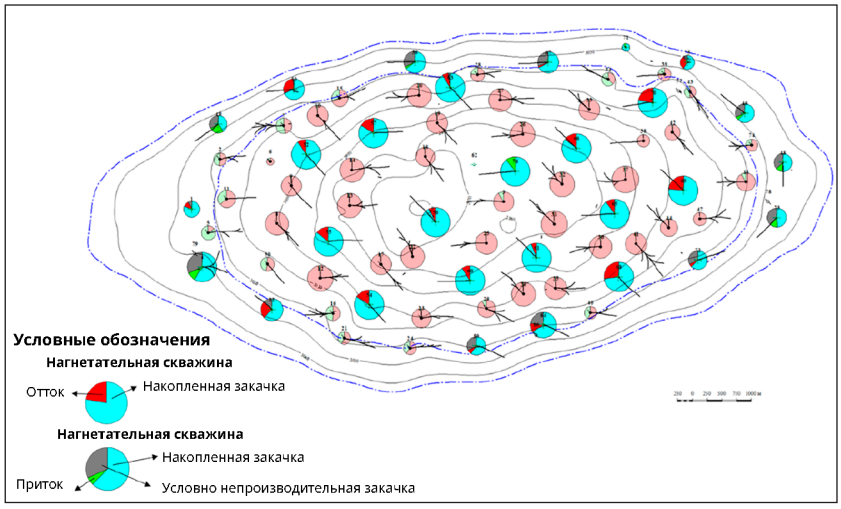



*Рис. 3. Результаты расчета уравнения материального баланса по ячейкам заводнения*

В результате проведенных поскважинных расчетов (12) в центральной части залежи по одной нагнетательной скважине получена положительная величина аргумента $W_e$, что говорит о дополнительном притоке, при этом по соседней ячейке получена отрицательная величина аргумента $W_e$, что говорит об оттоке (рис. 4). Следовательно, можно сделать вывод о том, что дополнительный приток обусловлен оттоком из соседней ячейки, поскольку полученные в ходе расчетов величины аргументов $W_e$ по модулю соизмеримы.

Во-первых, помимо перехода закачки в другую ячейку причиной непроизводительной закачки является заколонная циркуляция. В ходе исследования такой случай наблюдался по ячейке заводнения (рис. 5), расположенной в краевой части залежи, что и подтвердилось по результатам запланированной с целью уточнения причин высокого неэффективного объема закачки и проведенной ГИС потокометрии на скважине.

Во-вторых, по данной ячейке наблюдается условно непроизводительная закачка, которая при поскважинном расчете материального баланса выражается дополнительным притоком в нефтяную залежь, так как этот приток переходит в законтурную область и в процессе разработки возвращается в ячейку заводнения (серая стрелка на рис. 5).

В-третьих, по геометрическому распределению: углам притока и диаграммам Вороного закачка будет распределяться между двумя добывающими скважинами и законтурной областью. По результатам расчета условно непроизводительная закачка по данной ячейке получилась меньше, чем закачка, которая переходит в законтурную согласно

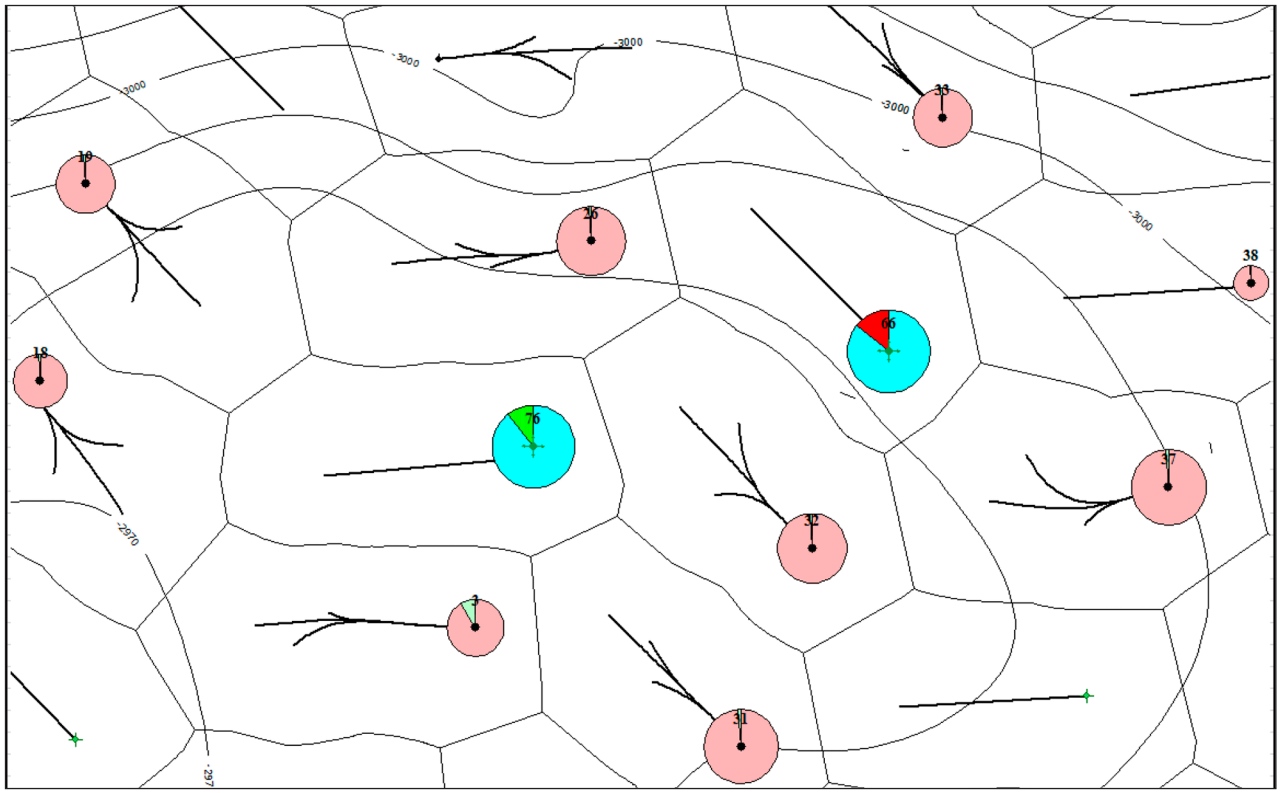



*Рис. 4. Ячейки заводнения с притоком и оттоком закачки в залежь*

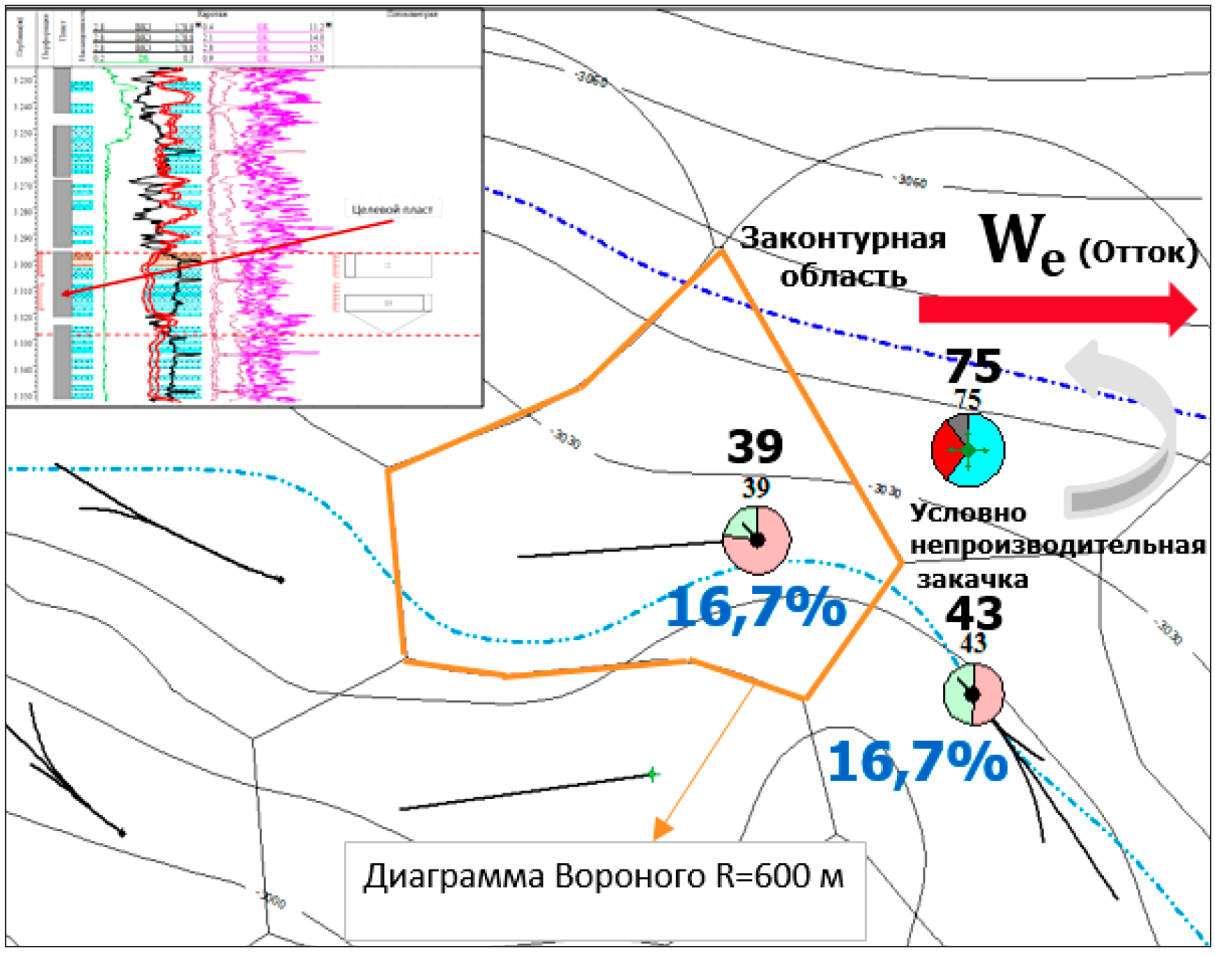



*Рис. 5. Ячейки заводнения со скважиной, осложненной ЗКЦ*

решению уравнения материального баланса, поэтому в целом по ячейке будет наблюдаться непроизводительная закачка, выраженная отрицательной величиной (красная стрелка на рис. 5).

По данной ячейке были получены следующие результаты, представленные в таблице 1.

*Таблица 1*

**Результаты расчетов**

| Показатели | № 39 | № 43 | Законтурная область |
|---|---|---|---|
| $\alpha_i$ | 0,167 | 0,167 | 0,667 |
| $W_e$, м$^3$ | 6537,982 | 14459,6 | 80718,2 |
| $W_e$, % | 223 | 273 | – |

При расчете аргумента $W_e$ для краевых ячеек заводнения приток (или отток) будет рассчитываться как разность (13) между суммой условно непроизводительного объема закачки и объемом, поступающим в законтурную область:

$$W_e = \Sigma W_{добыв} - W_{законт}, \quad (13)$$

где $\Sigma W_{добыв}$ – условно непроизводительный объем закачки, который складывается из притоков в залежь и оттоков в законтурную область;

$W_{законт}$ – объем закачки, поступающий в законтурную область, м$^3$.

Согласно таблице 1 и выражению (13) получаем величину непроизводительной закачки:

$$\Sigma W_{добыв} = 6537,982 + 14459,6 = 20997,6 \text{ м}^3, \quad (14)$$

$$W_e = 20997,6\text{-}80718,2 = -59720,6 \text{ м}^3. \quad (15)$$

Рассмотрим случай непроизводительной закачки в ячейке заводнения, находящейся в центральной части залежи (рис. 6).

Согласно результатам решения уравнения материального баланса по рассмотренной ячейке только по скважине № 31 наблюдается дополнительный приток к закачке

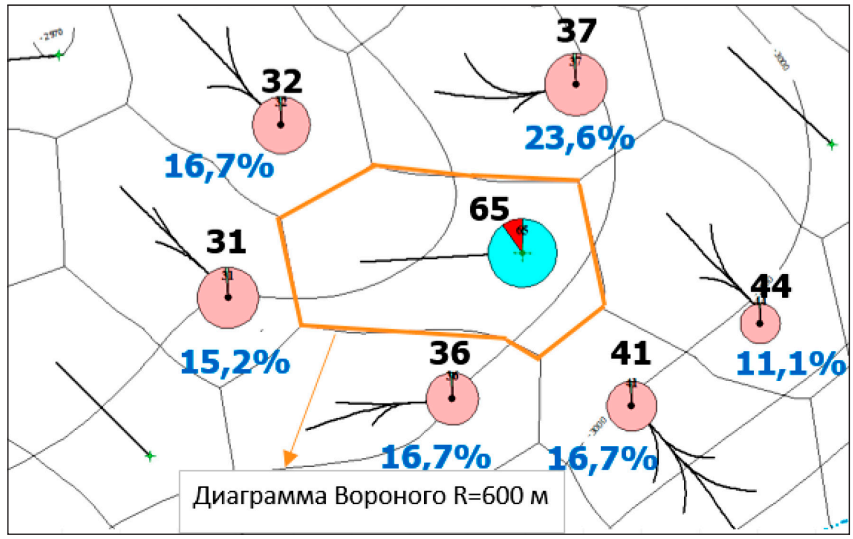



*Рис. 6. Ячейка заводнения, расположенная в центральной части залежи с оттоком*

в объеме 34 %, по остальным скважинам наблюдается отток, а значит суммарный аргумент $W_e$ будет отрицательным, следовательно, по рассмотренной ячейке заводнения наблюдается непроизводительная закачка.

По данной ячейке были получены следующие результаты, представленные в таблице 2.

*Таблица 2*

**Результаты расчетов**

| Добывающие скважины | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Показатели** | **№ 32** | **№ 37** | **№ 44** | **№ 41** | **№ 36** | **№ 31** |
| $\alpha_i$ | 0,166 | 0,236 | 0,111 | 0,166 | 0,166 | 0,152 |
| $W_e$, м$^3$ | -18898,8 | -41425,7 | -8304,05 | -22835,4 | -8891,9 | 32585,8 |
| $W_e$, % | -18 | -28 | -12 | -22 | -9 | 34 |

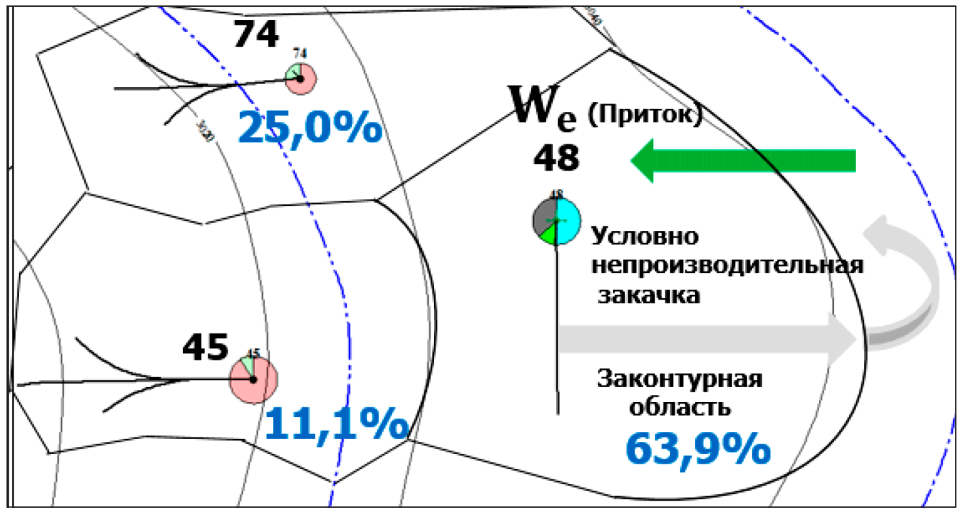



*Рис. 7. Ячейка заводнения, расположенная в краевой части залежи*

Рассмотрим ещё один случай распределения закачки по ячейке заводнения, расположенной в краевой части залежи (рис. 7).

Так как рассматриваемая ячейка расположена в краевой части залежи, то закачка будет распределяться между двумя добывающими скважинами, а оставшаяся часть будет поступать в законтурную область.

Согласно результатам решения уравнения материального баланса по рассмотренной ячейке наблюдается дополнительный приток, рассчитанный по формуле (13).

По данной ячейке были получены следующие результаты, представленные в таблице 3.

*Таблица 3*

**Результаты расчетов**

| Добывающие скважины и законтурная область | | | |
|---|---|---|---|
| **Показатели** | **№ 45** | **№ 74** | **Законтурная область** |
| $\varphi_i$ | 40 | 90 | 230 |
| $\alpha_i$ | 0,111 | 0,25 | 0,64 |
| $W_e$, м$^3$ | 20937,7 | 57689,6 | 53933,4 |
| $W_e$, % | 223 | 273 | – |

Согласно таблице 3 и выражению (13) получаем величину дополнительного притока:

$$\Sigma W_{добыв} = 20937,7 + 57689,6 = 78627,3 \text{ м}^3, \quad (16)$$

$$W_e = 78627,3\text{-}53933,4 = 24693,9 \text{ м}^3. \quad (17)$$

Дать объективную оценку реализованной системы заводнения невозможно без проведения детального анализа по схеме блок/ячейка/скважина. Такой анализ дает возможность определить проблемные участки на объекте исследования и запланировать геолого-технические мероприятия, повышающие эффективность разработки как ячеек заводнения, так и в целом объекта разработки.

В ходе работы были рассмотрены случаи определения аргумента $W_e$ при решении уравнения материального баланса для ячеек заводнения, расположенных в центральных и краевых частях продуктивного горизонта.

Практическая значимость исследования заключается в том, что за счет применения аналитических методов становится возможным проведение качественного анализа системы заводнения, а значит и повышение её эффективности.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Розбаев, Д. А.** Методологический подход к количественной оценке производительной закачки воды / Д.А. Розбаев, С.В. Семенов, А.А. Корнев, Ю.В. Андронов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9. – С. 23-29.

2. **Уолкотт, Д. С.** Разработка и управление месторождениями при заводнении. / Д.С. Уолкотт : пер. с англ. Ю.А. Наумов. – М.: 2001. – 144 с. – Текст : непосредственный.

3. **Дейк, Л. П.** Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк : пер. с англ. под ред. М.Н. Кравченко. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с. – ISBN 978-5-93973-639-9. – Текст : непосредственный.

4. **Антонов, М. С.** Компенсационное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического поля нефтяного пласта : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Антонов Максим Сергеевич ; ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2011. – 107 с. – Текст : непосредственный.

УДК 622.276.6

# КАПИЛЛЯРНО-ЗАЩЕМЛЕННАЯ НЕФТЬ В КОЛЛЕКТОРАХ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА УТОЧНЕНИЕ ЗОН ЛОКАЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

**Е.С. Азаров[1], Н.Н. Михайлов[2], О.А. Фризен[3]**

*[1]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*
*[2]ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», г. Москва*
*[3]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Когалыме*

Впервые для коллекторов тюменской свиты выполнены эксперименты на керновом материале по вытеснению нефти методом капиллярной пропитки, выявившие, что в данных коллекторах капиллярно-защемленные запасы нефти могут достигать 40 % от порового объема, а также позволяющие построить карты распределения остаточных подвижных запасов нефти, выявив участки, наиболее перспективные для доизвлечения капиллярно-защемленной остаточной нефти.

*Капиллярная пропитка, капиллярно-защемленная нефть, структура остаточной нефтенасыщенности, тюменская свита, поиск остаточных запасов нефти*

# CAPILLARY TRAPPED OIL IN THE RESERVOIRS OF THE TYUMEN FORMATION AND ITS IMPACT ON THE CLARIFICATION OF ZONES FOR LOCALIZATION OF RESIDUAL RESERVES

**E.S. Azarov[1], N.N. Mikhailov[2], O.A. Frizen[3]**

*[1]KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen,*
*[2] Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Moscow,*
*[3]KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Kogalym*

For the first time for the reservoirs of the Tyumen Formation of the Shaimsky area experiments on oil displacement by capillary impregnation were performed on the core material, revealing that in these reservoirs capillary-pinched oil reserves can reach 40 % of the pore volume, as well as allowing to build maps of residual mobile oil reserves distribution, identifying areas most promising for additional extraction of capillary-pinched residual oil.

*Capillary impregnation, capillary trapped oil, residual oil saturation structure, myumen formation, search for residual oil reserves*

В качестве объектов исследования были выбраны коллекторы тюменской свиты Шаимского района. Данный район был выбран потому, что здесь сосредоточены наиболее выработанные месторождения. Из 26 разрабатываемых месторождений на 11 отбор от НИЗ на текущий момент более 80 % при средней обводненности 97,1 % Тем не менее, огромное количество запасов, распределенных на этих месторождениях, требует большей точности локализации, чтобы мероприятия по их доизвлечению были экономически эффективными.

На текущий момент в гидродинамических симуляторах практически не учитывается структура остаточной нефтенасыщенности [1] – закладываются определенные зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости или начальной нефтенасыщенности,

полученные при исследованиях керна. Но в этих исследованиях не учитывается сама структура порового пространства и, соответственно, структура остаточной нефтенасыщенности. Таким образом, при моделировании мы не можем до конца учесть условия вытеснения нефти, что влечет за собой проблему правильного определения зон остаточных запасов и технологий, направленных на их доизвлечение.

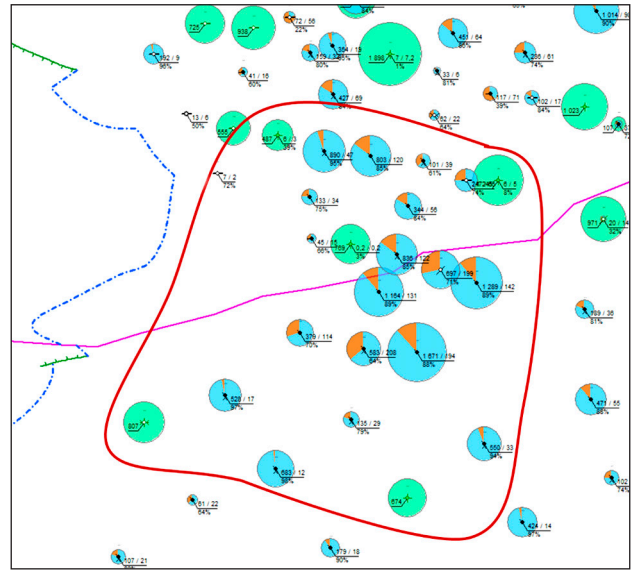


*Рис. 1. Участок месторождения с максимальной добычей*

В работе рассмотрен участок месторождения *L* с наибольшими отборами нефти из скважин по месторождению (рис. 1). Из скважин участка суммарно отобрано 1585 тыс. т нефти, на одну эксплуатационную скважину 51 тыс. т (средняя добыча на скважину на месторождении по проекту – 26 тыс. т). Участок выделялся так, чтобы минимизировать возможность влияния соседних эксплуатационных скважин на притоки нефти извне.

Используя методы прогнозирования запасов нефти с помощью характеристик вытеснения (зависимости Назарова-Сипачева, Сипачева-Пасевича, Пирвердяна, Камбарова, табл. 1) получено среднее значение подвижных запасов в размере 1991 тыс. т (при обводнении продукции до 99,99 %). Отбор нефти на участке, по данной оценке, составил 80 %.

*Таблица 1*

**Расчет характеристик вытеснения**

| Метод | Уравнение | НИЗ |
|---|---|---|
| Назаров-Сипачев | lnVж/Vн=b+a*Vв | 1924 |
| Сипачев-Пасевич | Vж/Vн=b+a*Vж | 2026 |
| Пирвердян | Vн=b+a*Vж^-0,5 | 2138 |
| Камбаров | VнVж=a+b*Vж | 1877 |
| **Среднее** | | **1991** |

При этом начальные подвижные запасы участка в гидродинамической модели составляют 1600 тыс. т, то есть по модели подвижные запасы участка практически отобраны, отбор нефти составил 99 %. Данное обстоятельство не подтверждается промысловыми данными и расчетами на статистических моделях (рис. 2), даже по самой нижней границе из выборки зависимостей.

Такое противоречие может быть связано с некорректным определением остаточной нефтенасыщенности при стандартных исследованиях керна, которые используются при создании гидродинамических моделей.

Стандартные исследования, которые сейчас применяются для создания гидродинамических моделей, отражают вытеснение нефти при определенном режиме (скорости) вытеснения [2]. Иногда для осреднения проводятся исследования с различными режимами вытеснения, что вносит дополнительную неопределенность при гидродинамическом моделировании. Также фактические режимы работы скважин могут отличаться

от запроектированных в ту или иную сторону

Для определения остаточной нефтенасыщенности выполнены эксперименты на керне, отобранном в разведочных скважинах месторождения *L*, методами капиллярной пропитки и центрифугирования [3].

Впервые выполненные эксперименты по выделению капиллярно-защемленной остаточной нефти в коллекторах тюменской свиты позволили установить, что:

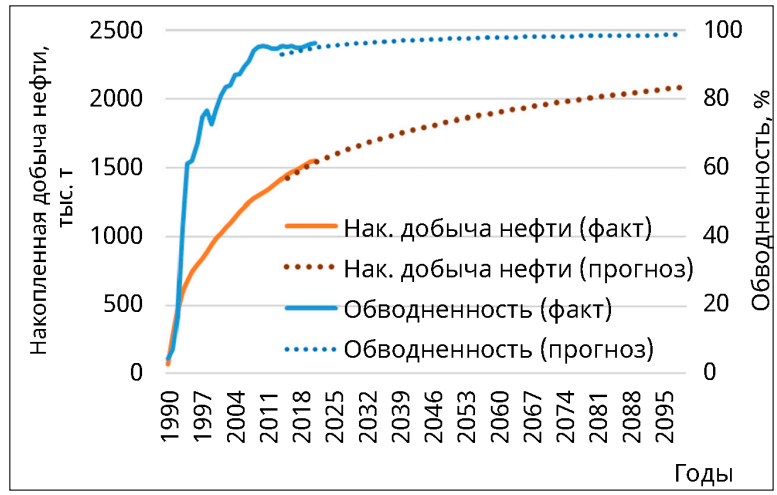



*Рис. 2. Сводная характеристика вытеснения по участку месторождения L*

– существует тесная взаимосвязь количества остаточной капиллярно-защемленной нефти с фильтрационными свойствами пород (рис. 3);

– породы тюменской свиты могут содержать до 40 % капиллярно-защемленной нефти.

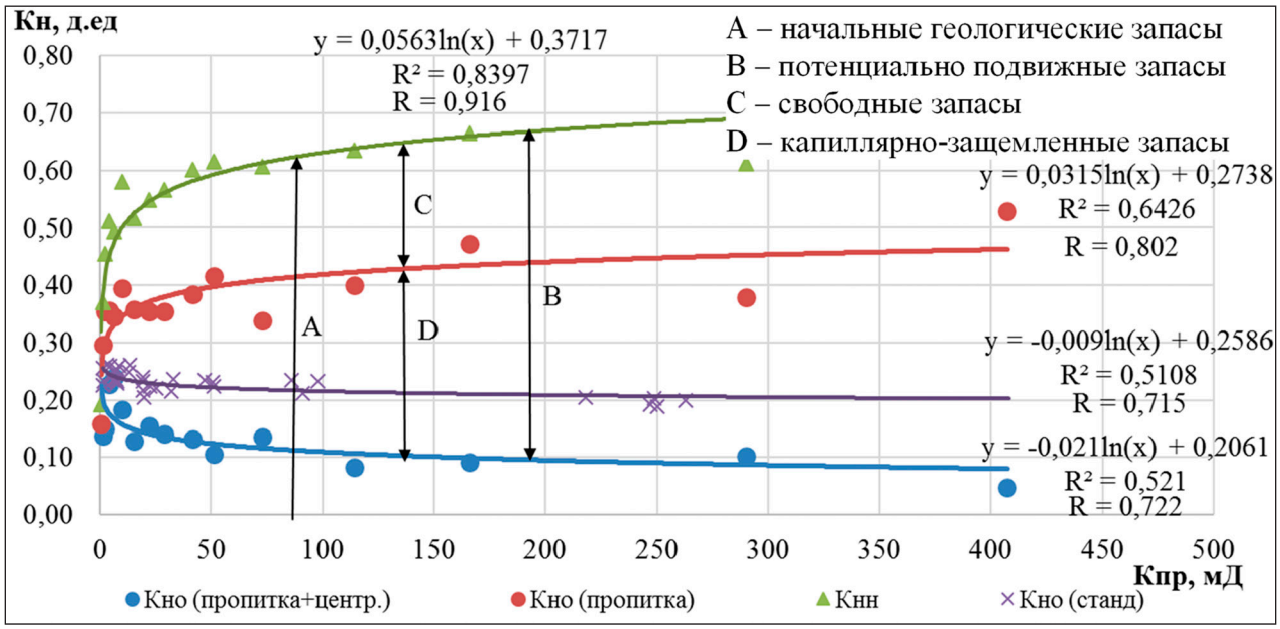



*Рис. 3. Установленные в результате экспериментов на керне зависимости*

Полученные зависимости были использованы при расчете прогнозной добычи нефти на месторождении *L* в гидродинамической модели. Изменение поля остаточной нефтенасыщенности на основе этих зависимостей представлено на рис. 4.

На рассматриваемом участке дополнительное увеличение извлекаемых запасов составило +458 тыс. т (рис. 5). В целом по участку потенциально извлекаемые запасы оцениваются в размере 2058 тыс. т. Данная цифра хорошо согласуется со значениями, полученными при расчете статистических моделей (1991 тыс. т), это позволяет предположить, что при правильном подборе геолого-технических мероприятий и учете

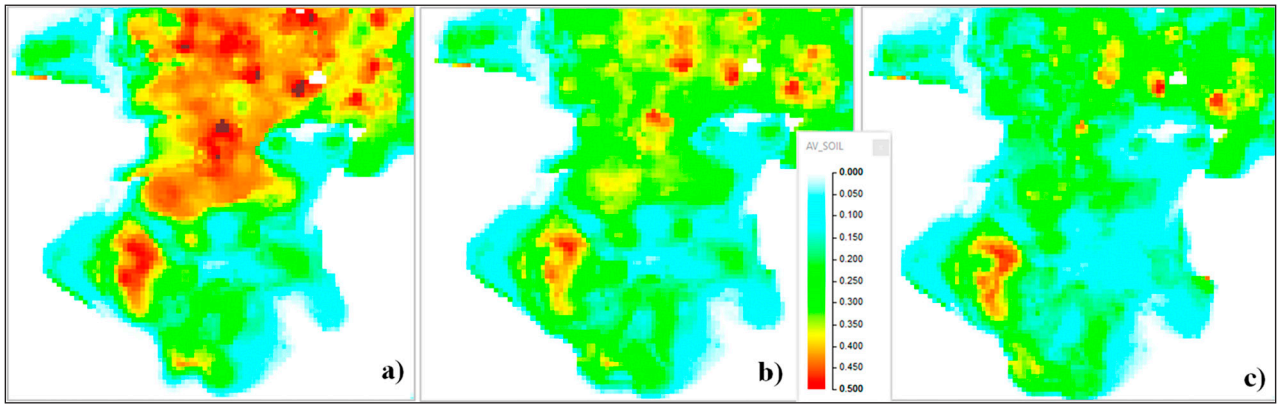



*Рис. 4. Изменение поля остаточной нефтенасыщенности на участке: a) при использовании зависимостей по капиллярной пропитке; b) при использовании зависимостей по стандартным исследованиям; c) при использовании зависимостей по центрифугированию*

структуры остаточной нефтенасыщенности возможно дополнительное извлечение нефти.

В целом по месторождению расчеты выявили, что при выполнении условий вытеснения капиллярно-защемленных запасов извлекаемые запасы на месторождении выше прогнозных при стандартных исследованиях на 25 %.

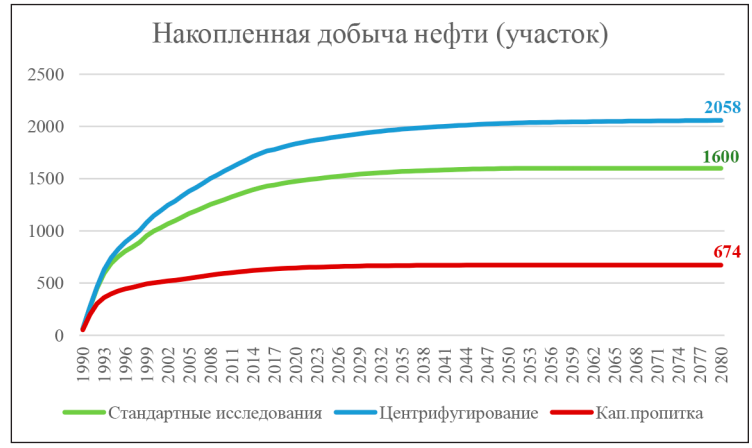



*Рис. 5.Накопленная добыча нефти на участке*

Полученные зависимости по остаточной нефтенасыщенности были использованы совместно с новой методикой поиска остаточных запасов нефти, представленной в работах [4, 5]. Строились карты наличия остаточных извлекаемых запасов нефти с учетом структуры остаточной нефтенасыщенности.

С целью подтверждения эффективности работы метода промысловыми данными были проанализированы данные проведения ГРП на месторождении. Так как использованные карты запасов выполнялись по состоянию на 01.01.2019 г., данные по эффективности ГРП на месторождении принимались за период 2019-2021 гг. Выполнено сопоставление прироста дебита нефти в первый месяц работы после проведения ГРП в неработающих на 01.01.2019 г. скважинах с картами текущих запасов нефти, полученных с помощью предложенного алгоритма и с использованием гидродинамического моделирования. Всего за три года было выполнено 40 скв.-операций. Результаты сопоставления показывают наличие высокой корреляционной связи между приростом дебита нефти и картой текущих запасов нефти, полученной с помощью предложенного алгоритма (рис. 6). Сопоставление с данными гидродинамической модели, построенной на основе стандартных зависимостей, показало коэффициент корреляции значительно ниже. Далее для сопоставления с гидродинамической моделью из 40 точек были убраны те точки, которые имели низкий коэффициент корреляции (14 точек). На основе данных по оставшимся 26 точкам удалось добиться высокой корреляционной связи ($K_{кор}$= 0,787). Однако, если сопоставить эти же 26 точек с картой, построенной на основе предложенного алгоритма, видим, что коэффициент корреляции в этом случае

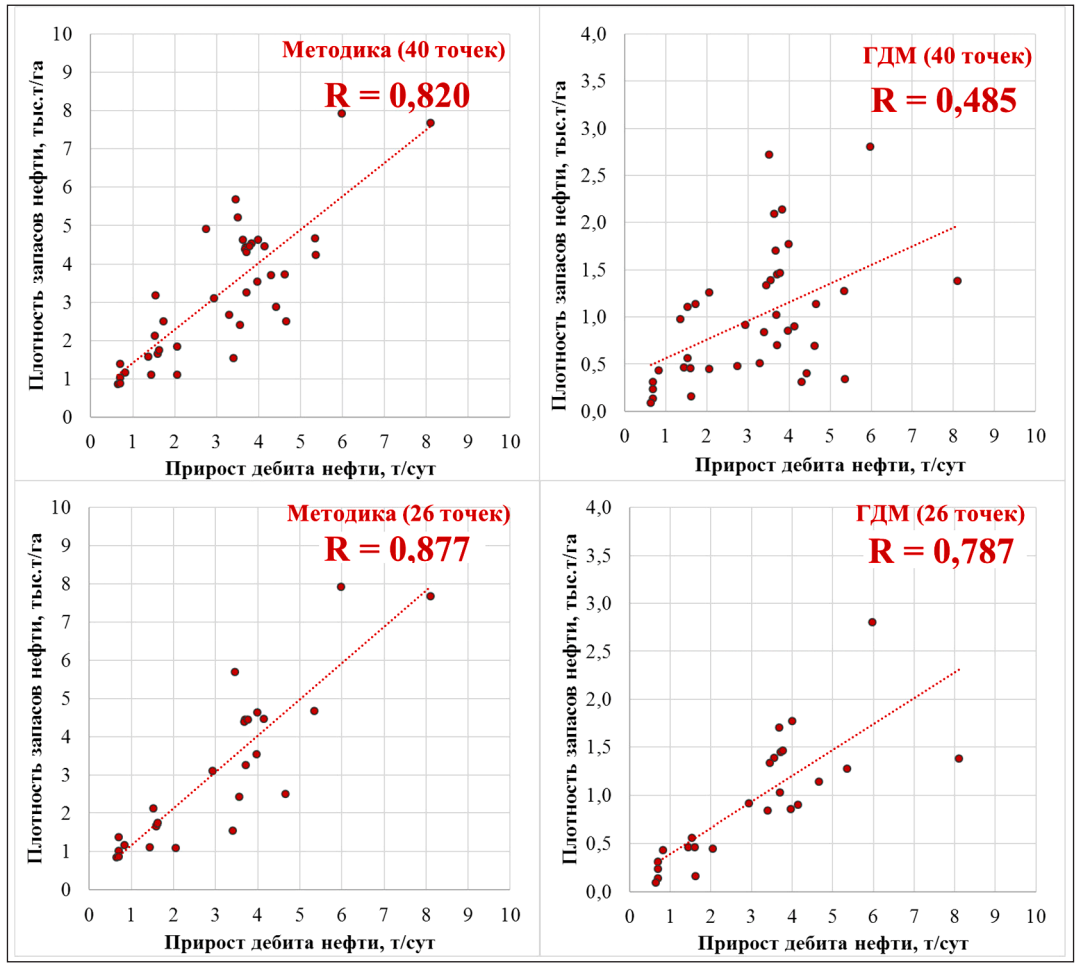



*Рис. 6. Сопоставление приростов после ГРП с картой подвижных запасов, полученной по предложенной методике и из ГДМ*

становится выше и составляет 0,877, т.е. даже в случае подбора выборки фактических результатов под ГДМ, алгоритм показывает результат лучше. Дополнительно выполнено сопоставление результатов проведения ГРП с картой наличия капиллярно-защемленных запасов. Отмечается, что во всех вариантах выборки скважин высокую корреляционную связь имеет параметр капиллярно-защемленных запасов (табл. 2), которые, как отмечалось ранее, не учитываются в гидродинамических симуляторах. Т.е. именно учет капиллярно-защемленных запасов позволяет повысить эффективность методики.

*Таблица 2*

**Сопоставление коэффициента корреляции капиллярно-защемленных запасов с приростами от ГРП**

| Выборка | Коэффициент корреляции с картой распространения капиллярно-защемленных запасов |
|---|---|
| 40 скв.-оп. | 0,676 |
| 26 скв.-оп. | 0,696 |
| 14 скв.-оп. | 0,633 |

## Заключение

Впервые выполнены эксперименты по выделению капиллярно-защемленной остаточной нефти в коллекторах тюменской свиты:

– установлены тесные взаимосвязи количества остаточной капиллярно-защемленной нефти с фильтрационными свойствами пород;

– установлено, что породы тюменской свиты могут содержать до 40 % капиллярно-защемленной нефти;

– результаты расчетов на гидродинамических моделях показали, что учет капиллярно-защемленных запасов нефти позволяет значительно улучшить прогнозирование добычи нефти;

– обоснована необходимость изучения структуры остаточной нефтенасыщенности для гидрофильных коллекторов тюменской свиты;

– полученные результаты позволяют выделить участки с потенциально извлекаемыми запасами нефти, ранее не прогнозируемыми в гидродинамической модели.

Результаты проведенного исследования позволяют говорить о значительно более сложной структуре остаточной нефти, которая в данный момент не учитывается при гидродинамическом моделировании. Это обстоятельство особо актуально для коллекторов, имеющих сложное неоднородное строение и коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Предложенная ранее методика поиска остаточных извлекаемых запасов нефти с учетом структуры остаточной нефтенасыщенности:

– позволяет в короткие сроки локализовать остаточные запасы;

– имеет высокую степень подтверждения эффективности путем сопоставления с промысловыми данными.

Таким образом, выполненные эксперименты и разработанная методика позволяют с большей точностью определять зоны остаточных запасов нефти с меньшими трудозатратами.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Михайлов, Н. Н.** Новые направления повышения информативности геолого-гидродинамического моделирования залежи / Н.Н. Михайлов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 69-73.

2. **ОСТ 39-235-89.** Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации: отраслевой стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Министерства нефтяной промышленности от 06 февраля 1989 г. № 100 : введен впервые : дата введения 1989-07-01 / исполнители А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.П. Юрчак, Л.Б. Иванова и др. – Москва : Миннефтепром, 1989. – 35 с. – Текст : непосредственный.

3. **Азаров, Е. С.** Определение потенциальных зон наличия капиллярно-защемленных запасов нефти / Е.С. Азаров, Н.Н. Михайлов, О.А. Фризен. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2021. – № 11(359). – С. 24-27

4. **Кондратьев, М. А.** Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти / М.А. Кондратьев, Е.С. Азаров. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С.12-19.

5. **Азаров, Е. С.** Влияние геологических и технологических факторов на вероятность определения зон остаточных запасов нефти / Е.С. Азаров. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ». – 2019. – № 5. – С. 46-56.

УДК 622.276.4

# РАДИАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД

**А.Ф. Абдуллин[1], М.Ю. Долгих[1], Д.В. Макаров[2]**

*[1]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*
*[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз»*

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений важнейшую роль играет система поддержания пластового давления (ППД), целью которой является поддержание пластового давления в продуктивных пластах для достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени её извлечения. При этом объём закачиваемой воды не всегда достигает целевого пласта и выполняет свои функции. Зачастую закачиваемая вода мигрирует в соседние пласты вследствие образования заколонных перетоков, трещин авто-ГРП, естественных трещин, разломов и т.д. В этих случаях можно говорить о непроизводительной закачке. Для повышения эффективности системы ППД, а также улучшения энергетического состояния месторождений предлагается проведение на нагнетательных скважинах радиального вскрытия пласта (РВП).

*Система ППД, непроизводительная закачка, низкое пластовое давление, радиальное вскрытие пласта, радиальное бурение*

# RADIAL DRILLING AS A METHOD OF INCREASING THE EFFICIENCY OF THE PPD SYSTEM

**A.F. Abdullin[1], M.Yu. Dolgikh[1], D.V. Makarov[2]**

*[1]Branch of «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen*
*[2]«LUKOIL-Western Siberia» «Yamalneftegaz»*

In the development of oil and gas condensate fields, the most important role is played by the reservoir pressure maintenance system, the purpose of which is to maintain reservoir pressure in productive formations to achieve high rates of oil production and increase the degree of its extraction. At the same time, the volume of injected water does not always reach the target reservoir and performs its functions. Often, the injected water migrates to neighboring layers due to the formation of backwater flows, Autofracturing cracks, natural cracks, fractures, etc. In these cases, we can talk about unproductive downloading. To increase the efficiency of the PPD system, as well as to improve the energy condition of the deposits, it is proposed to conduct radial reservoir opening (RVP) at injection wells.

*Flooding system, unproductive injection, low reservoir pressure, radial opening of the reservoir, radial drilling*

Представленное месторождение характеризуется высокой степенью неоднородности геологического строения и является сложным объектом для разработки и формирования системы ППД. На текущий момент его энергетическое состояние оценивается как неудовлетворительное. Среднее пластовое давление по объекту ниже давления насыщения. В виду наличия газовой шапки в пределах объекта начальное пластовое давление близко по значению к давлению насыщения, однако в настоящее время среднее пластовое давление ниже давления насыщения на 26 атм. На 01.01.2022 г. среднее давление по пласту ниже начального на 38 атм, в зоне отбора отмечается снижение давления до 75 % от первоначального (в среднем на 42 %), что приводит к разгазированию нефти в пластовых условиях. Основная причина снижения давления – низкая эффективность системы ППД.

Для определения причин низкой эффективности системы ППД выполнен расчет материального баланса, по результатам которого объем неэффективно закачанной воды составляет 54 % от общего объема закачки воды. Проведен детальный анализ геологического строения объекта, промыслово-геофизических, гидродинамических, сейсмических исследований, а также технологического режима работы нагнетательных скважин.

На основе выполненного анализа, выдвинуты следующие версии причин неэффективной закачки [1]:

– естественные трещины и разломы;
– образование трещин авто-ГРП с прорывом в вышележащий пласт;
– заколонные перетоки в скважинах между пластами;
– отток воды за контур нефтеносности.

Рассмотрев все возможные причины низкой эффективности системы ППД, авторы пришли к выводу, что более вероятными могут быть как трещины «авто-ГРП», так и уход воды по заколонным перетокам в вышележащий пласт.

Для повышения эффективности системы ППД, улучшения энергетического состояния месторождения и повышения нефтеотдачи пласта предлагается проведение в действующих нагнетательных скважинах радиального вскрытия пласта (РВП).

## Радиальное вскрытие пласта

Технология направлена на увеличение гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом путем создания в нем каналов небольшого диаметра протяженностью до 100 метров и углом наклона к оси скважины 45-90 градусов, обеспечение доступа к недренируемым участкам пласта, а также поддержание пластового давления в окрестности скважины (рис. 1) [2].

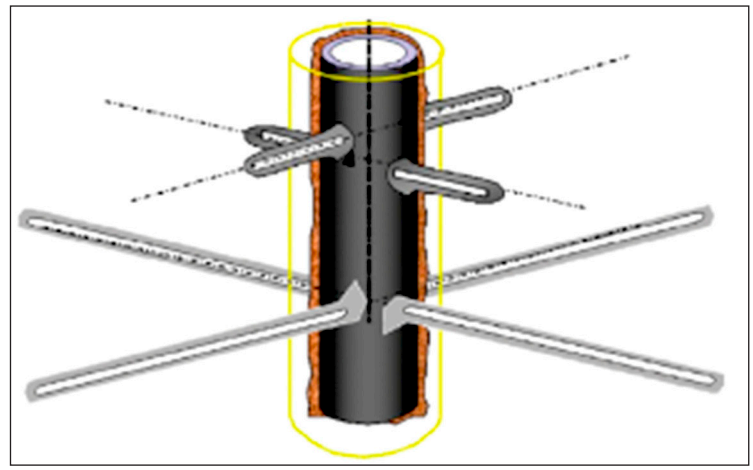


*Рис. 1. Радиальное вскрытие пласта*

Технология РВП выполняет ту же функцию, что и ГРП, только в случае ГРП – трещины в пласте создаются за счет давления закачиваемых в пласт химических реагентов, при радиальном вскрытии – происходит более целенаправленное создание фильтрационных каналов за счет размыва пород пласта струями жидкости под высоким давлением.

## Участок ОПР

Действующий добывающий фонд участка ОПР составляет 9 скважин, действующий нагнетательный фонд – 4 скважины. Текущее пластовое давление – 240 атм, что ниже на 20 % от начального и ниже на 16 % от давления насыщения. Согласно данным гидропрослушивания и трассерных исследований участок характеризуется низким влиянием системы ППД на добывающий фонд. Для восстановления энергетического состояния участка и повышения нефтеотдачи скважин окружения в геолого-гидродинамической модели заложено проведение радиального бурения на фонде ППД (скважины № 114, № 116, № 117) с различными направлениями и длиной каналов (табл. 1, рис. 2-5).

*Таблица 1*

**Варианты расположения радиальных каналов (стволов) участка ОПР № 1**

| 1 вариант | | 2 вариант | | 3 вариант | | 4 вариант | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Длина ствола, м** | **Направление** | **Длина ствола, м** | **Направление** | **Длина ствола, м** | **Направление** | **Длина ствола, м** | **Направление** |
| 100 | Перпендикулярно региональному стрессу | 50 | Перпендикулярно региональному стрессу | 100 | Вдоль регионального стресса | 50 | Вдоль регионального стресса |

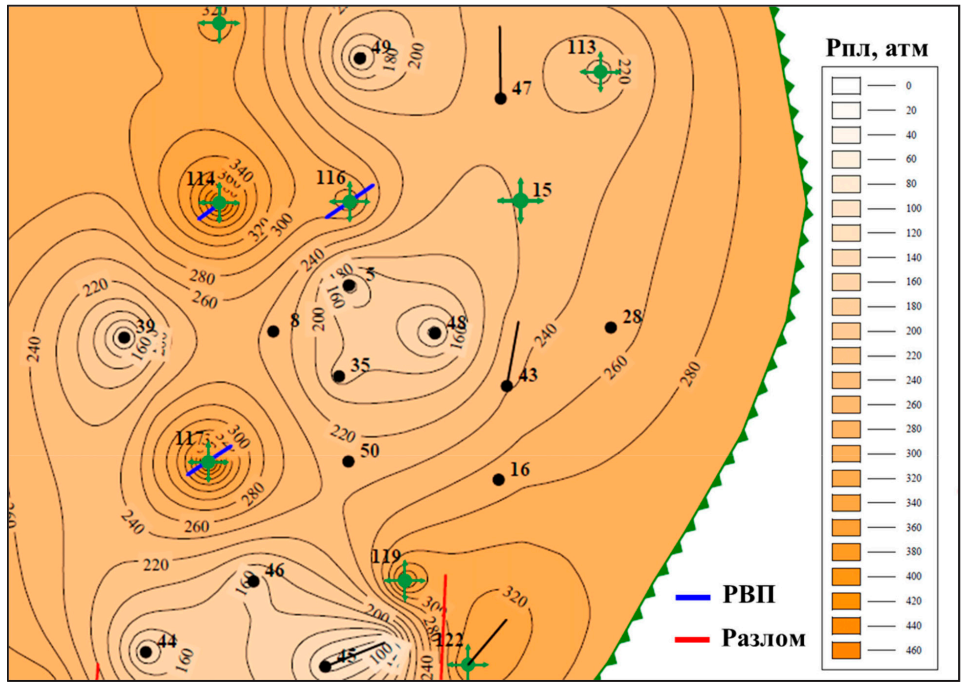



*Рис. 2. Расположение радиальных каналов (стволов) участка ОПР. Вариант 1*

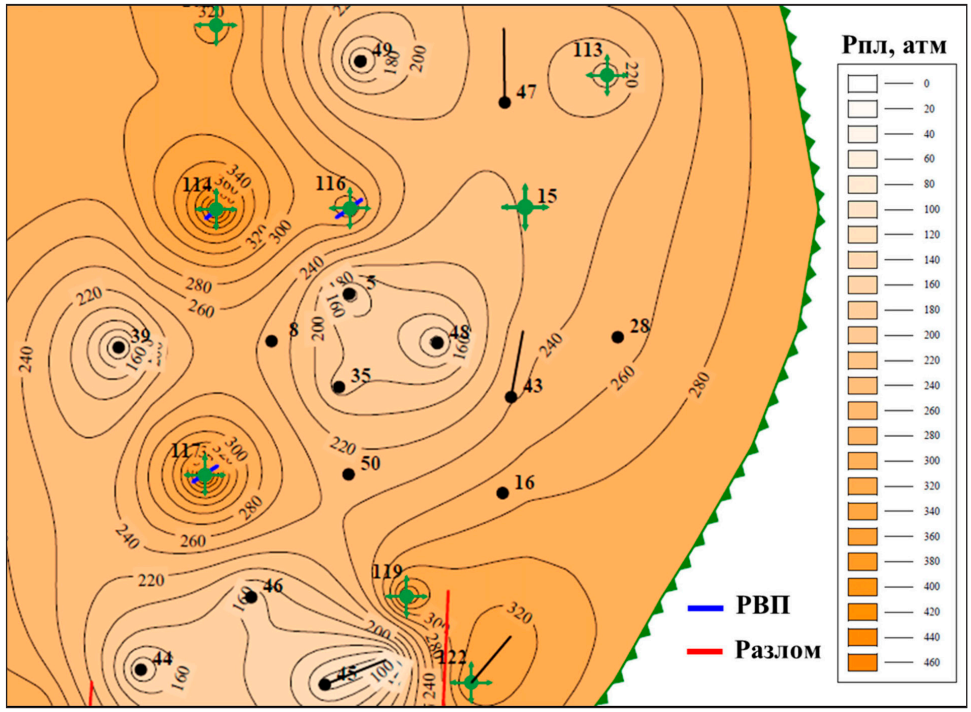



*Рис. 3. Расположение радиальных каналов (стволов) участка ОПР. Вариант 2*

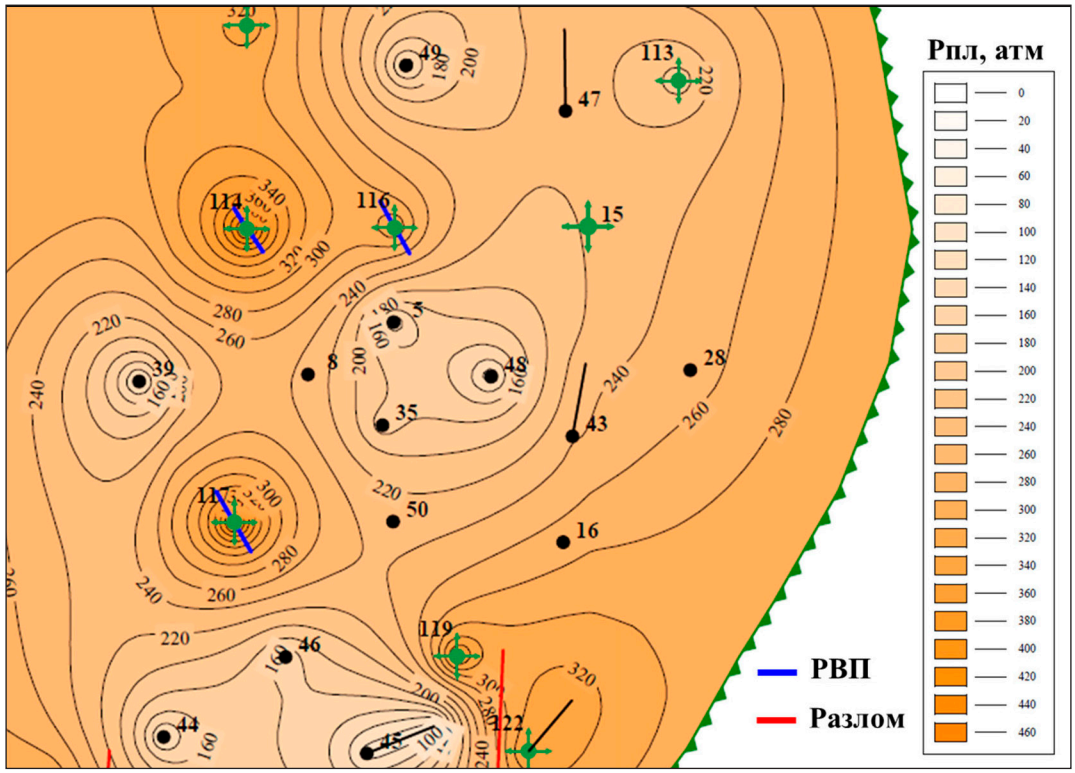



*Рис. 4. Расположение радиальных каналов (стволов) участка ОПР. Вариант 3*

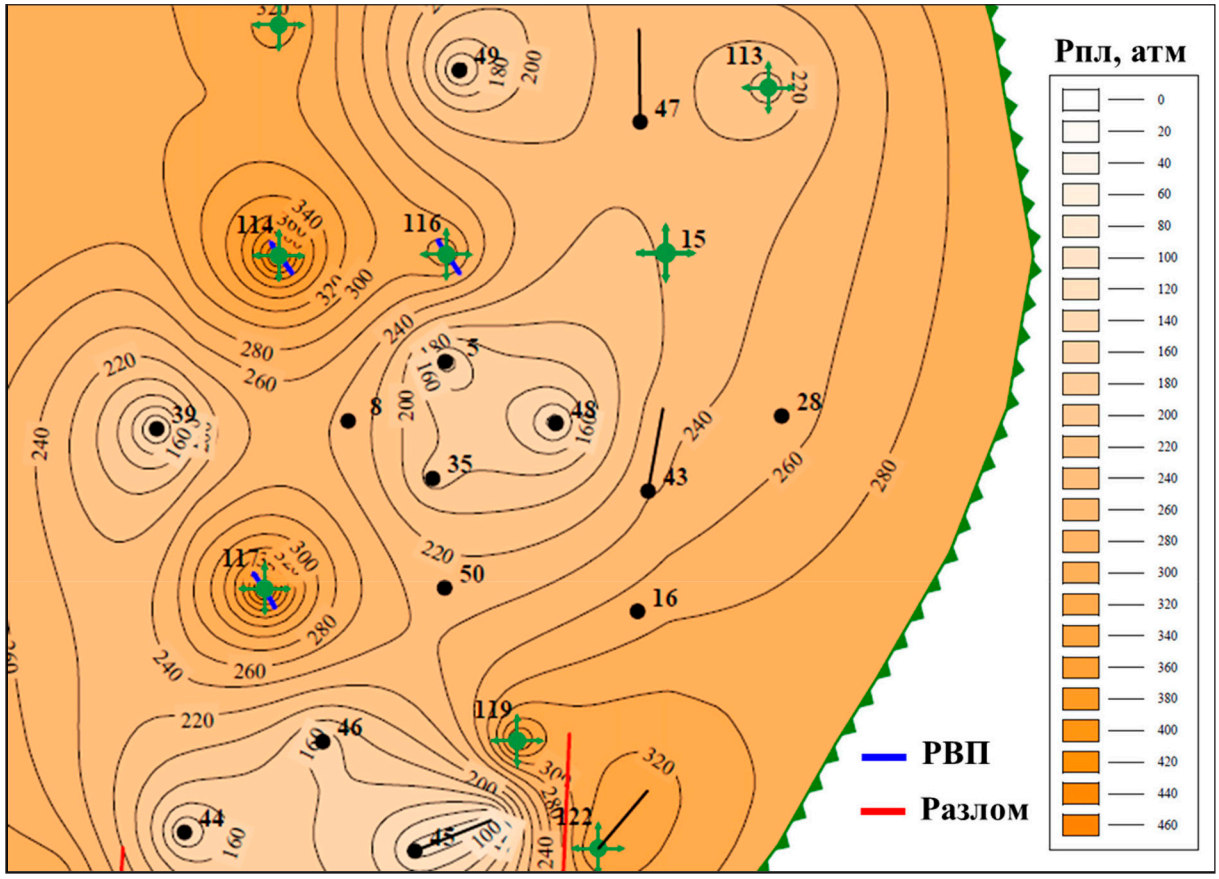



*Рис. 5. Расположение радиальных каналов (стволов) участка ОПР. Вариант 4*

Согласно полученным результатам расчетов на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) можно выделить следующее:

– наибольшее воздействие и эффект на добывающий фонд получил вариант 3, где добыча нефти за 10 лет увеличилась на 6 % по сравнению с базовым вариантом без проведения радиального вскрытия (рис. 6);

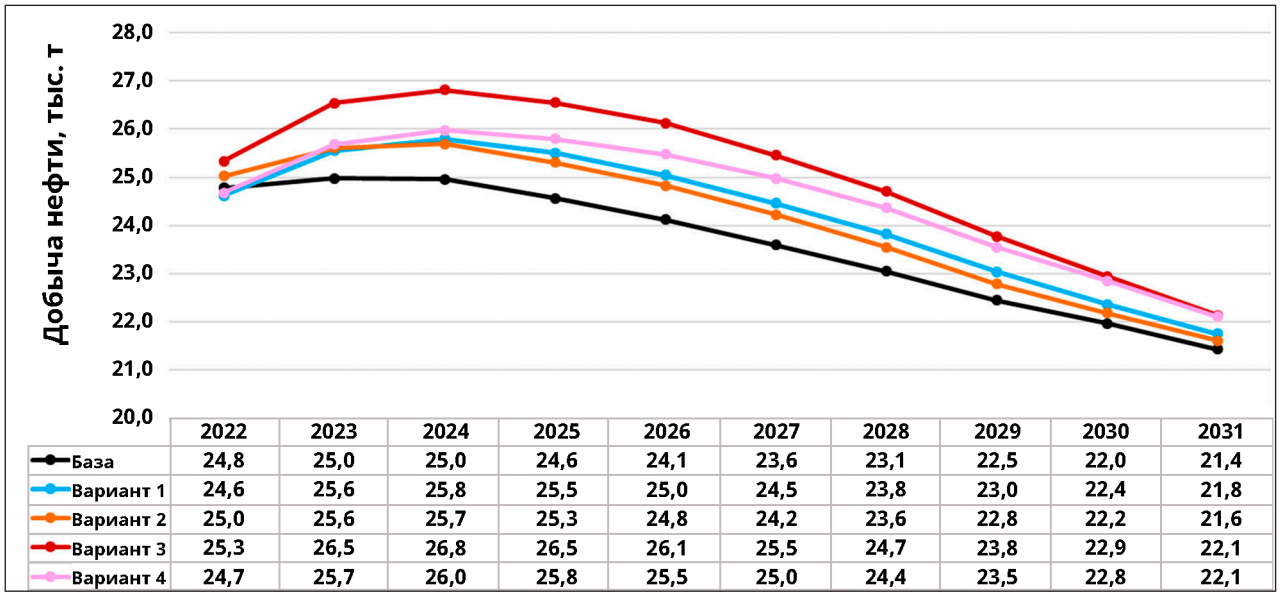
– чистый дисконтированный доход варианта 3 больше базового варианта на 6,4 %;

– закачка воды при применении технологии РВП в среднем за прогнозный период выше базового варианта на 20 % (рис. 7);

– использование технологии РВП способствует улучшению энергетического состояния участка (рис. 8);

– изменение длины каналов не оказало существенного влияния на добывающий фонд скважин;

– наилучшее расположение каналов – вдоль регионального стресса.




| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| База | 24,8 | 25,0 | 25,0 | 24,6 | 24,1 | 23,6 | 23,1 | 22,5 | 22,0 | 21,4 |
| Вариант 1 | 24,6 | 25,6 | 25,8 | 25,5 | 25,0 | 24,5 | 23,8 | 23,0 | 22,4 | 21,8 |
| Вариант 2 | 25,0 | 25,6 | 25,7 | 25,3 | 24,8 | 24,2 | 23,6 | 22,8 | 22,2 | 21,6 |
| Вариант 3 | 25,3 | 26,5 | 26,8 | 26,5 | 26,1 | 25,5 | 24,7 | 23,8 | 22,9 | 22,1 |
| Вариант 4 | 24,7 | 25,7 | 26,0 | 25,8 | 25,5 | 25,0 | 24,4 | 23,5 | 22,8 | 22,1 |

*Рис. 6. Динамика добычи нефти участка ОПР*

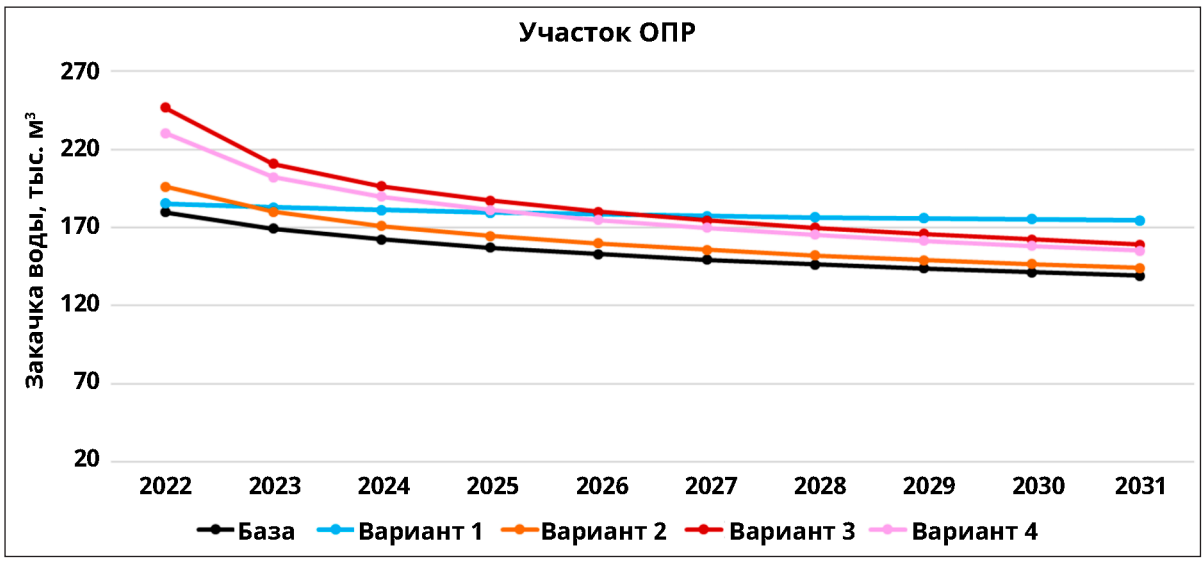



*Рис. 7. Динамика закачки воды участка ОПР*

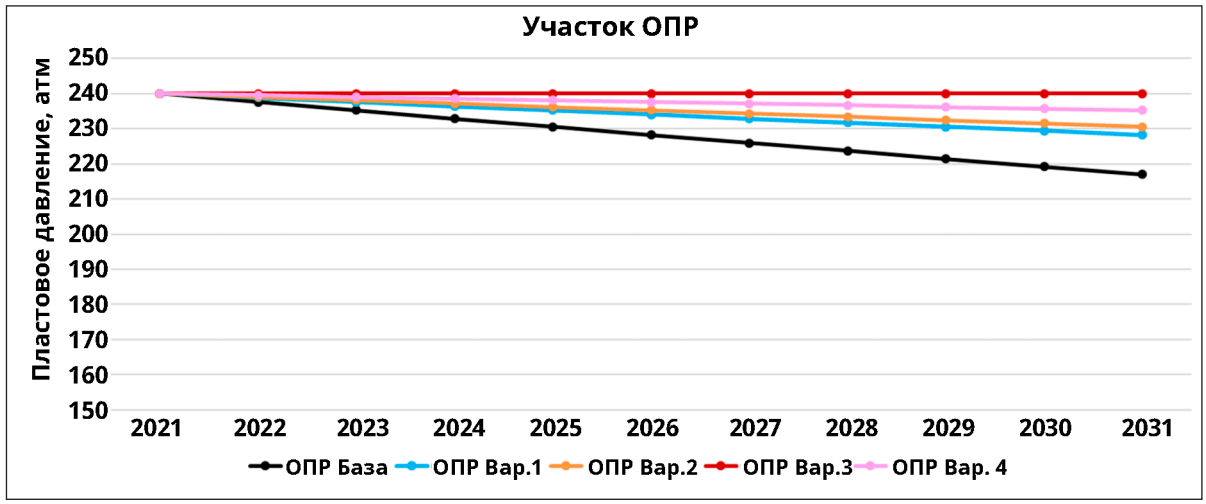



*Рис. 8. Динамика пластового давления участка ОПР*

## Заключение

Использование радиального вскрытия на действующем фонде ППД позволит:

– вовлечь в разработку ранее недренируемые (слабодренируемые) запасы углеводородов;

– снизить высокий уровень непроизводительной закачки за счет увеличения доли фильтрации в пласт;

– способствовать улучшению энергетического состояния участка;

– создавать каналы длиной до 100 метров с диаметром 25-50 мм. Для оптимизации проводки имеется широкая вариация направления бурения – 16 различных направлений.

Ключевым достоинством технологии является создание боковых стволов (каналов) посредством использования колонны НКТ, исключая необходимость ее подъема, что позволяет оперативно выполнять работы – продолжительность операции составляет два дня на скважину.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Долгих, М. Ю.** Анализ причин низкой эффективности системы ППД пласта $БП_{12}^{1}$ Присклонового месторождения / М.Ю. Долгих. – Текст : непосредственный / Поддержание пластового давления '2018 (ППД-2018). Управление заводнением, повышение энергоэффективности и оптимизация систем ППД : материалы производственно-технической конференции // Инженерная практика. – 2018.

2. Радиальное бурение. – Текст : электронный // Перфобур : официальный сайт. – 2017. – URL: http://perfobur.com/radialnoe-burenie.

УДК 622.276

# ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ

**А.Р. Саляхова**

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

В данной работе посредством математического трехмерного моделирования проведен анализ факторов влияния на особенности образования водных гребней для различных типов скважин с горизонтальными технологиями заканчивания. В коммерческом продукте Tempest MORE фирмы AspenTech (до 2022 г. – Roxar) разработаны численные эксперименты горизонтальных, двуствольных и многоствольных скважин. Сформулированы основные типы проблем при эксплуатации разветвленных скважин для дальнейших исследований в условиях водоплавающей нефтяной залежи. Выявлены факторы влияния неоднородности коллектора, конструкций скважин и технических параметров стволов скважин.

*Нефтяная оторочка, водный гребень, конусообразование, разветвленные скважины, скважины сложного строения, многофункциональные скважины, депрессионная балансировка профиля скважины, контроль источников обводнения, снижение конусообразования, умные скважины*

# STUDIES OF THE FEATURES OF OPERATION OF WELLS OF COMPLEX STRUCTURE

**A.R. Salyakhova**

*Branch of «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft», Tyumen*

In this work, by means of mathematical three-dimensional modeling, an analysis was made of the factors influencing the features of the formation of water ridges for various types of wells with horizontal completion technologies. In the commercial product Tempest MORE by AspenTech (until 2022 Roxar), numerical experiments have been developed for horizontal, double-lateral and multilateral wells. The main types of problems in the operation of branched wells are formulated for further research in the conditions of a contact reservoir with underlying water. Factors of influence of reservoir heterogeneity, well designs and technical parameters of wellbores have been identified.

*Oil rim, water comb, cone formation, branched wells, complex structure wells, multifunctional wells, depression balancing of the well profile, control of water sources, reduced coning, smart wells*

Цель данного исследования заключается в определении влияния различных параметров геологического и технического характера на процессы обводнения скважин с различными видами траекторий для повышения эффективности проектирования и концептуального анализа. Актуальность целеполагания исследования представлена рядом отечественных работ [1-5]. Общая цель разбита на ряд отдельных задач следующего содержания:

- исследовать влияние зональной неоднородности пласта (глинистые линзы, зональная изменчивость проницаемости, техногенные трещины);
- исследовать влияние траекторий разветвленных скважин;
- исследовать влияние депрессионной балансировки по стволу скважины.

На рис. 1 и в табл. 1 представлены профили нефтенасыщенности исследуемых вариантов с полученными особенностями образования водного гребня при различных параметрах пласта и видах траекторий скважин с горизонтальным типом заканчивания. Первая серия расчетов (1а) – для горизонтальной скважины (ГС); вторая – для двуствольной (2ГС); третья – для многозабойной (МЗС). Эффект «пятка-носок» не учитывается.

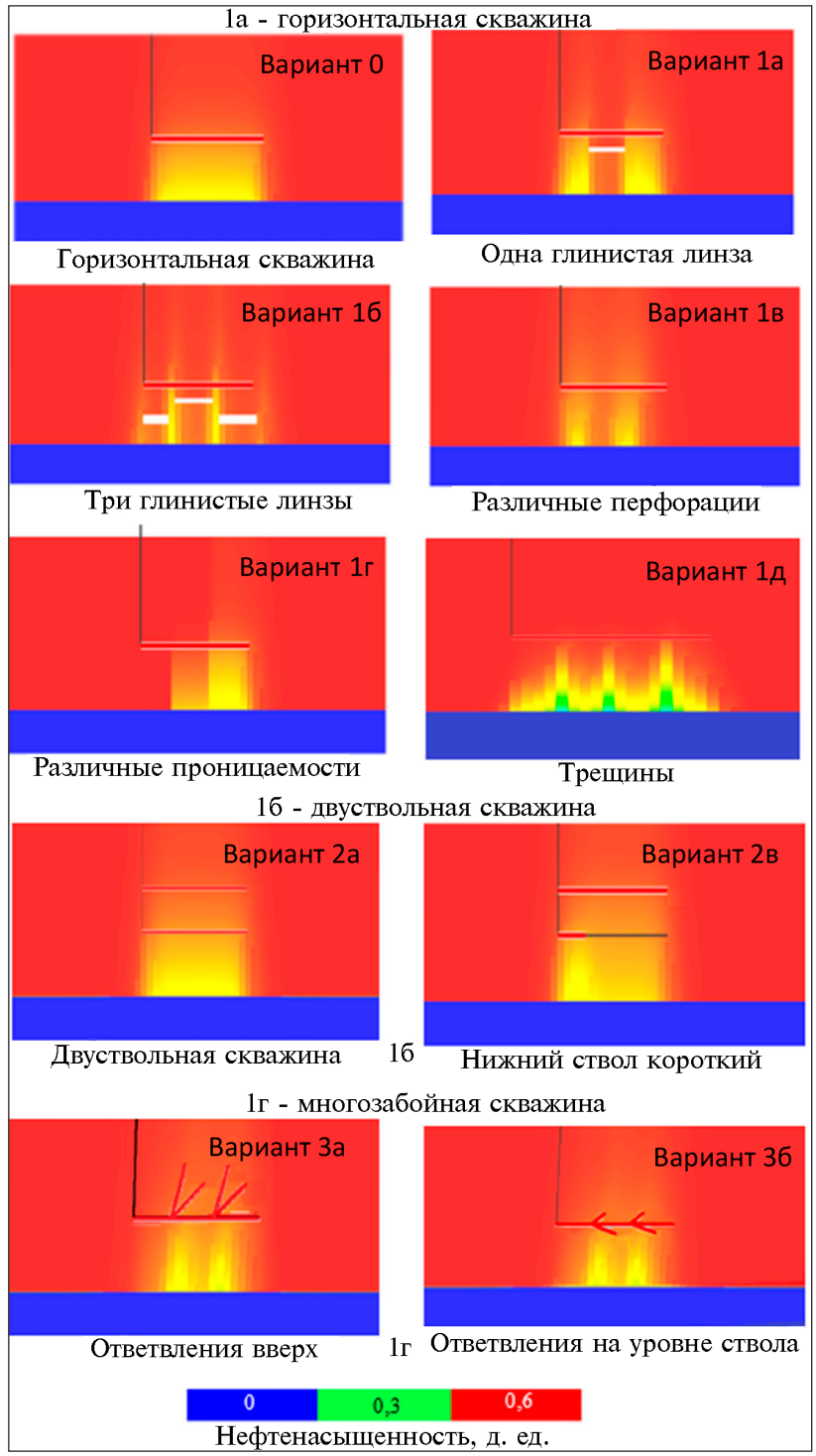



*Рис. 1. Спецификация серий исследуемых вариантов по видам траекторий: 1а – горизонтальная, 1б – двуствольная, 1г – многозабойная*

## Влияние зональной неоднородности

Нулевой вариант представлен горизонтальной скважиной в монолитном нефтяном пласте с подошвенной водой. Варианты 1а, 1б, соответственно с одной и тремя глинистыми линзами, расположенными под стволом горизонтальной скважины. В случаях с фильтрационными преградами в виде глинистых линз общий водяной гребень

разбивается на локальные конусы из-за фильтрационных препятствий, при этом под глинами временно образуются остатки нефти. То есть чем выше неоднородность, тем более высокие депрессии можно использовать и, наоборот, в монолитном пласте запасы дренируются эффективнее при малых депрессиях.

### Влияние депрессионной балансировки вдоль профиля скважины

Следующий вариант 1в подразумевает работу технических устройств или технологические несовершенства перфорационного фильтра скважины вдоль ствола в виде трех участков с различными депрессиями при эксплуатации ГС. На профиле нефтенасыщенности данного варианта наблюдаются локальные конусы общего водного гребня на участках с повышенными депрессиями. То есть скорость и характер подтягивания подошвенной воды могут регулироваться техническими методами.

### Влияние вертикальной неоднородности

В варианте 1г – ГС пересекает три участка с разными проницаемостями: синий участок – 0,1 мД, зеленый – 10 мД, красный – 1000 мД. Проведенные расчеты показывают, что скорость образования водяного гребня прямо пропорциональна проницаемости.

Вариант 1д представляет собой часть пласта с вертикальной трещиноватостью, в данном случае техногенной. Горизонтальный ствол с тремя трещинами гидроразрыва, по которым вода движется опережающими темпами, по сравнению с матрицей коллектора. Располагать горизонтальные стволы такой скважины желательно внутри блоков матриц, во избежание преждевременного обводнения.

### Особенности конусообразования в многозабойных скважинах

В серии двуствольных траекторий в варианте 2а, при равных длинах стволов, гребень воды задерживается нижним стволом скважины и медленнее проходит к верхнему. Обводнение продукции, поступающей из верхнего ствола скважины замедляется, но при этом снижается пластовое давление в данной области при работе верхнего участка двуствольной скважины, поэтому нельзя однозначно расценивать варианты с восходящими ответвлениями МЗС как положительно влияющие на продуктивность скважин, в связи с ухудшением энергетики ответвлений, расположенных над другим препятствующим горизонтальным стволом.

В варианте 2б тип скважины такой же, как и в варианте 2а, отличие только в том, что нижний ствол находится у водонефтяного контакта. У данного экспериментального варианта худшие технические показатели скважины: минимальное количество накопленной нефти, максимальное – добытой жидкости.

В варианте 2в нижний ствол короче верхнего. Данный эксперимент показал, что гребень воды поднялся к верхнему стволу, что, по сравнению с вариантом 2а, значительно снизило накопленную добычу нефти.

Одной из разновидностей разветвленных скважин является тип, так называемый «fishbone» (3а, 3б). Вариант 3а представлен многозабойной скважиной с боковыми ответвлениями восходящего профиля, а вариант 3б – с боковыми ответвлениями, расположенными вместе с основным стволом латерально в единой плоскости.

### Сравнительная характеристика технологических показателей по сериям вариантов

На рисунке 2 и в таблице 1 сравним все варианты по таким технологическим показателям скважин как накопленная жидкость, накопленная нефть, накопленный водонефтяной фактор.

В первых трех вариантах накопленная добыча нефти в скважинах увеличивается пропорционально количеству глинистых прослоев. Наихудшие показатели в варианте 2б, в котором один из стволов проведен на уровне водонефтяного контакта, максимальные показатели у МЗС с горизонтальными боковыми ответвлениями, вариант 3а.

Серия расчетов 2а и 2в с разными длинами двуствольных скважин показала, что вариант с длинным нижним стволом является предпочтительнее. Итак, выявлены некоторые из факторов, благоприятствующие сдерживанию полного обводнения добываемой продукции скважин и негативные факторы, которые, наоборот, ускоряют преждевременное обводнение.

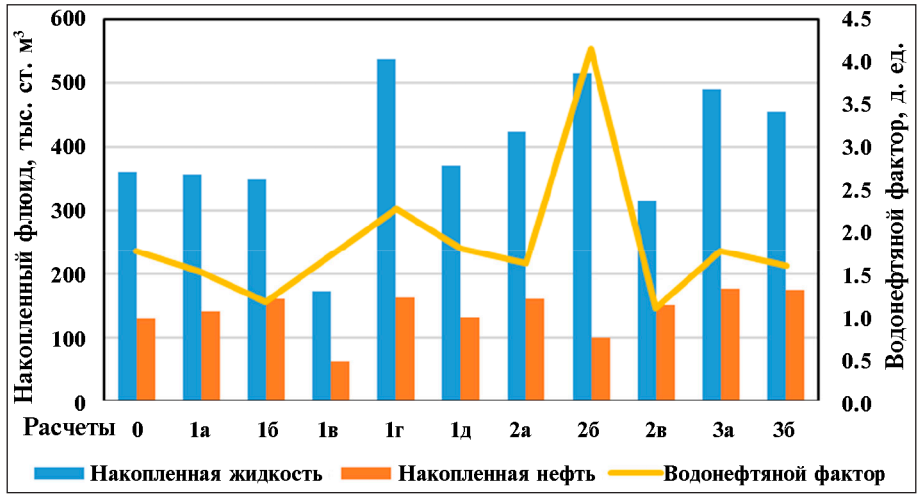



*Рис. 2. Сравнительная характеристика техпоказателей скважин по вариантам*

*Таблица 1*

**Сравнительная характеристика техпоказателей по вариантам**

| № Вар | НАК ЖИДК | НАК НЕФТЬ | НАК ВОДА | ВНФ | Тип скважины-Фактор влияния |
|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 361 | 131 | 231 | 1.8 | (ГС) Горизонтальная скважина |
| 1а | 356 | 141 | 215 | 1.5 | ГС. Линза глинистая под стволом |
| 1б | 349 | 160 | 188 | 1.2 | ГС. Три линзы глинистые под стволом |
| 1в | 174 | 64 | 110 | 1.7 | ГС. Три отрезка перфорации |
| 1г | 538 | 164 | 374 | 2.3 | ГС. Три участка проницаемости через ствол |
| 1д | 371 | 132 | 239 | 1.8 | ГС. Три гидроразрыва поинтервально |
| 2а | 423 | 161 | 262 | 1.6 | МЗС. Два ствола одинаковой длины |
| 2б | 516 | 100 | 416 | 4.2 | МЗС. Нижний ствол на уровне воды |
| 2в | 316 | 151 | 165 | 1.1 | МЗС. Два ствола, нижний короче |
| 3а | 491 | 177 | 314 | 1.8 | МЗС. Фишбон, ответвления горизонтально |
| 3б | 456 | 176 | 280 | 1.6 | МЗС. Фишбон, ответвления вверх |

После рассмотрения 3-х серий вариантов различных конструкций скважин, их расположения и различного количества боковых стволов, была дана оценка использования каждого варианта в долгосрочной перспективе. Сделаны выводы, что наиболее оправданно по суммарной накопленной добыче нефти за 16 лет разрабатывать многозабойные скважины, с боковыми стволами направленными вверх.

Расчеты показали, что в первых трех вариантах накопленная нефть увеличивается пропорционально неоднородности. Наихудшие показатели в варианте 2б, в котором один из стволов проведен на уровне ВНК. Максимальные показатели по водонефтяному фактору и накопленной нефти в сравнении с базовым вариантом 0 у разветвленной скважины со стволами, направленными вверх, вариант 3б.

В дальнейшем знание влияния и учёт исследуемых параметров понадобится при планировании скважин и концептуальном анализе выработки пласта, а также обосновывает целесообразность использования умных датчиков, срабатывающих при подходе локальных частей водных гребней к каким-либо участкам протяжённых стволов скважин с горизонтальными типами заканчивания с целью продления жизненного цикла дорогостоящих скважин и рентабельности проектов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

**Научный руководитель: Шупик Наталья Владиславовна, канд. тех. наук, инженер 1-й категории Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.**

ЛИТЕРАТУРА

1. **Ибрагимов, И. И.** Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ибрагимов Ильдар Ильясович ; Российский государственный университет нефти и газа НИУ имени И. М. Губкина. – Москва, 2009. – 115 с. – Текст : непосредственный.

2. **Кременецкий, М. И.** Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: [в 2 томах] / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. – Ижевск: ИКИ, 2020. – 2 т. – ISBN 978-5-4344-0886-8. – Текст : непосредственный.

3. **Розбаев, Д. А.** Оценка эффективности реализованной системы разработки с применением многозабойных скважин на объектах с нефтяной оторочкой и газовой шапкой на примере месторождения Большехетской впадины / Д.А. Розбаев, А.А. Ишков, А.Ф. Абдуллин, В.С. Лазарева. Ю.В. Дмитриев. – Текст : непосредственный // Труды Рссийского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2021. – № 4 (305). – С. 90-107.

4. **Фаттахов, М. М.** Исследование и разработка технологии бурения разветвленных многозабойных скважин: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Фаттахов Марсель Масалимович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2020. – Текст : непосредственный.

5. **Хакимзянов, И. Н.** Теория и практика разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Хакимзянов Ильгизар Нургизарович. – Удмуртский государственный университет, институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева. – Бугульма, 2012. – Текст : непосредственный.

УДК 622-783:504.61

# ЕДИНАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНФОРМАТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

**Ф.М. Дедученко[1], А.Н. Дмитриевский[1], А.С. Сигов[2], Г.И. Шмаль[3]**

*[1]Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва*
*[2]МИРЭА - Российский технологический университет, г. Москва*
*[3]Совет Нефтегазопромышленников России, г. Москва*

Представлена комплексная научно-техническая программа – проект (далее – Проект) создания Единой системы обеспечения информативности и безопасности (ЕСИБ) природно-техногенных объектов нефтегазовой промышленности России. Сохраняющаяся в XXI веке критическая ситуация в мире в отношении промышленной безопасности определяется:

– продолжающейся эпидемией масштабных чрезвычайно затратных системных аварий – катастроф в сложных многоэлементных природно-техногенных объектах (ПТО) инфраструктуры;

– сохраняющимся стереотипом использования средств безопасности на базе отжившего ещё 100 лет назад локально-ориентированного подхода к исследованию ПТО инфраструктуры;

– отсутствием прогресса в промышленной безопасности на базе современного системного подхода.

В то же время по опыту разработчиков Проекта вклады в информативность исходных данных для решения проблем промышленной безопасности, полученных средствами локального и системного подходов, составляют 20 % к 80 %.

В соответствии с дорожной картой Проекта ЕСИБ созданы сертифицированные во взрывобезопасных исполнениях пятнадцать научно и экспериментально отработанных системных модульных блоков прототипа Единой системы информативности и безопасности ПТО инфраструктуры.

Выпуск конечной продукции по Проекту ЕСИБ базируется на упреждающем производстве допускающих широкую вариабельность ассортиментных линеек профессионального инструментария, модулей, модульных блоков и подсистем, из которых осуществляется оперативное формирование (не производство!) выходной продукции Проекта ЕСИБ в точном соответствии с техническими заданиями заказчиков.

Проведен сопоставительный анализ Проекта ЕСИБ и западной идеи-конкурента по идеологии ALARP (Великобритания). Представлены аргументы мотивации готовности к созданию систем аварийной защиты по Проекту ЕСИБ на базе системно-ориентированного подхода, как альтернативы таких систем по идеологии ALARP на базе устаревшего локально-ориентированного подхода.

*Промышленная безопасность, природно-техногенный объект, аварийная защита, система аварийной защиты, инцидент, риск, локальная авария, системная авария, катастрофа, эпидемия катастроф, Единая система безопасности, принцип ALARP*

# UNIFIED SYSTEM SUPPORTING INFORMATIVENESS AND SAFETY OF NA-TECH FACILITIES IN THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY

**F. Deduchenko[1], A. Dmitrievsky[1], A. Sigov[2], G. Shmal[3]**

*[1]Oil and Gas Institute (RAS), Moscow*
*[2]Moscow State Institute of Radio Engineering, Electronics, and Automation (RTU MIREA), Moscow*
*[3]Union of Oil & Gas Producers of Russia, Moscow*

A comprehensive scientific and technical program - project (hereinafter referred to as the Project) for the creation of a Unified System for ensuring the Informativeness and Safety (ESIB) of natural and man–made objects of the Russian oil and gas industry is presented.

The worldwide safety and environment crisis going on in the 21st century can be referred to the following:

– the lasting epidemic of large-scale and wildly expensive system collapses (catastrophes);

– the persisting stereotype of using safety systems based on the locally oriented approach that was outdated a hundred years ago;

– the lack of safety and environment progress based on advanced system approach.

The CSTP (Combined Sci-Tech Program) developers compared the input data required to solve industrial safety and environment problems. The ratio of the contributions into the informativeness of the local-approach data and the system-approach data turned to be 20 to 80%.

In accordance with the roadmap of the CSTP Project, 15 certified explosion-proof, scientifically and experimentally tried and tested modular units were developed for a prototype of the Unified System securing safety of Na-Tech facilities.

Release of the CSTP Project end-products is based on proactive output of widely variable assorted lines of professional instruments, modules, modular units and subsystems. Out of these, the Project end-products are operationally shaped (not yet produced!) meeting precisely the customers' terms of reference.

The CSTP Project and a competing Western idea based on the ALARP guidelines (UK) were analyzed comparatively. The authors outlined the motivating arguments for designing a CSTP Project safety protection system relying on the system-oriented approach rather than the outdated local-oriented approach of ALARP as an alternative.

*Industrial safety, safety and environment, Na-Tech facility, safety protection system, failure, accident, risk, local emergency, system emergency, catastrophe, epidemic of catas- trophes, epidemic of disasters, Unified Safety System, ALARP principle*

В докладе продолжена подача Проекта ЕСИБ полного инновационного цикла «Информативность и безопасность ПТО инфраструктуры России» в его приложении к Северо-Западному региону РФ [1]. Для современного состояния дел по безопасности техносферы характерен переходной процесс завоевания позиций системно-ориентированным подходом. Как всегда, для такого времени характерна неоднозначность в точках зрения и принимаемых решениях. Поэтому в работе особое внимание уделяется сопоставительному анализу Проекта ЕСИБ с идеей-конкурентом.

## 1. Положение дел

**1.1.** Ускоренное развитие современной техносферы, в том числе нефте-газо-добычи-транспортировки, привело к обретению работами по безопасности ПТО статуса высшего приоритета в междисциплинарных исследованиях России с ориентацией по направлениям:

– освоение и введение в повседневную практику системной идеологии, учитывающей эффект обретения объектом в целом свойств и качеств, отсутствующих у образующих его составных частей (элементов);

– идентификация текущих технических состояний ПТО инфраструктуры и их возможных нарушений на локальных и системных уровнях;

– обнаружения зарождений всех типов локальных и системных аварийных исходов (в первую очередь до пяти порядков более затратных системных аварий – катастроф) на ранних стадиях их развития;

– противодействие развитию в ПТО всем типам (в том числе взрывоподобным) аварийных исходов;

– создание единой системы обеспечения информативности и безопасности природно-техногенных объектов нефтегазовой промышленности России (далее – Единая система).

Для демонстрации неблагоприятной обстановки, сложившейся в мире по тематике Проекта ЕСИБ уже в XXI веке, могут быть приведены следующие примеры состоявшихся не парированных мегакатастроф:

– совершенно «бессимптомная» катастрофа на каширской тепловой ГРЭС 4 в 2002 г. на энергоблоке 325 МВт № 3 через 10 дней после завершения его капитального ремонта (первый из авторов доклада был включён в состав экспертной комиссии). Ситуация оказалась своеобразной и информативной: в сопряжении с энергоблоком в нормальном штатном режиме независимо и одновременно функционировали сразу две системы диагностирования аварийной защиты реального времени производства России и США (с целью проведения их сопоставительного анализа и закупки Россией партии последней из них). Обе системы не обнаружили ни малейшего приближения подконтрольных характеристик измеряемых параметров энергоблока к порогам их допустимых значений, включая момент взрывоподобного самоуничтожения самого энергоблока и в целом машинного зала, тем самым дезавуировав акт купли-продажи новой «перспективной» американской системы;

– катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС произошла в 2009 г. вследствие разгерметизации основных проточных частей из-за их усталостных повреждений, затопления машинного зала и несрабатывания защиты;

– региональная катастрофа (США) в 2010 г. – разлив нефти в акватории Мексиканского залива, приведший к его химическому заражению и уничтожению жизни, а параллельно к изменению течения Гольфстрим и регионального климата;

– экологическая катастрофа на АЭС Фукусима-1 (Япония) в 2011 г. из-за произошедшего беспрецедентного т.н. Великого восточно-японского землетрясения магнитудой до 9 баллов, последовавших через 40 минут нескольких волн цунами (максимальная из которых вторая высотой 15 метров через 51 минуту после толчка землетрясения) и несработавшей на АЭС системы аварийной защиты (САЗ).

**1.2.** Вместе с тем, так уж получилось, что в течение длительного времени в вышеупомянутых междисциплинарных НИОКР по безопасности сложных многоэлементных природно-техногенных объектов инфраструктуры использовались и используются сейчас два мало скоординированных подхода к исследованиям ПТО:

– **локально-ориентированный подход,** при котором ПТО рассматривался как набор элементов, не взаимодействующих между собой, или, когда их взаимодействием можно было пренебречь. То есть, при этом подходе существование взаимодействий элементов ПТО принципиально не учитывалось;

– **системно-ориентированный подход,** в котором ПТО рассматривался, как набор, взаимодействующих между собой элементов.

Исторически в первой половине XX века, когда исчерпывающей информацией об объекте считалась информация об образующих его элементах, само собой разумеется был адекватен исключительно локально-ориентированный подход. Во второй же половине прошлого века, когда была осознана определяющая роль и значимость информации об объекте в целом, а не о его частях – элементах [1, 7, 18, 20, 21], адекватным стал системно-ориентированный подход. После этого на уровне официоза началось замещение локального подхода системно-ориентированным подходом. Однако, утративший во многом обосновывающую аргументацию и даже право на существование локальный подход всё ещё продолжает своё «победное» шествие в отношении ПТО инфраструктуры и в России, и за рубежом. Причина такого положения дел – **тотальное отсутствие на мировом рынке проблемно-ориентированного системного профессионального инструментария и, главное, доведенных технологий, обеспечивающих возможность проведения специальных натурных испытаний ПТО, как цельных функциональных единиц, а не наборов их элементов, – первоосновы для отработки практически любой более или менее сложной новации**.

В наше время натурные испытания реальных общетехнических объектов проводятся в зависимости от поставленных целей, уровня подготовки специалистов, от востребованности результатов, но главное – от располагаемых возможностей проведения испытаний по канонам системно-ориентированного подхода. Ответы на все эти вопросы и реальный выход из положения представлены в Проекте ЕСИБ (см. п. 2.1).

По опыту, которым располагает команда разработчиков Проекта ЕСИБ, оценки вкладов локально-ориентированного и системно-ориентированного подходов в обеспечение информативности ПТО инфраструктуры для решения проблем их безопасности составляет **20 %** к **80 %** (обоснования могут быть предоставлены). Отсюда и их относительная значимость и, соответственно, отношение к ним. Последствия такого «расклада карт» масштабны, если учитывать, что и локальный и системный подходы изначально запланированы на широкий охват целевых задач безопасности. В их числе проведение доводочных испытаний ПТО, их штатная эксплуатация, разборка всех типов произошедших эксцессов, сопровождение всех типов ремонтных работ на ПТО, отработки симптоматики, нормативов, решающих правил, алгоритмов аварийной защиты и множества других. В этих условиях априорное знание того, что локально-ориентированный подход в пять раз проигрывает по информативности подходу системному не оставляет сомнений в том, какой из них следует предпочесть.

Сейчас уже может быть обнародован факт сильного опережения нашей страной разработки и внедрения системной идеологии и адекватной ему технологии ещё в 50-60-х годах прошлого века. Уже тогда в повседневной практике огневых доводочных испытаний сверхмощных жидкостных ракетных двигателей космического назначения локально-ориентированный подход был полностью замещен системно-ориентированным подходом, внёсшим решающий вклад в выход нашей страны в космическое пространство.

Настоящий доклад продолжает сформированный и представленный на XXV Конференции 2021 г. задел по безопасности ПТО. Его публикация [1] под рубрикой «Пленарная научная сессия» (т.е. «общее мнение») неожиданно для авторов обратила внимание на Проект высоких инстанций с правами принятия радикальных решений и, по сути, запустила процесс широкого ознакомления с ним. Его экспертиза на завершающей стадии с участием авторов сейчас проводится одновременно во многих таких инстанциях – в администрации вице-премьера Д.В. Мантурова, Совете № 1 по приоритетным научно-технологическим направлениям развития России, Минпромторге и Минэнерго России.

**Авторский коллектив благодарит АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И. Шпильмана за возможность участия в конференции»!**

## 2. Единая система обеспечения информативности и безопасности ПТО инфраструктуры

**2.1.** Изначально Проект разрабатывался в качестве системообразующих компонент двух документов стратегического планирования России [2, 3]. В последние годы в их развитие были разработаны и стали доступными для анализа три других программных документа, определивших основные направления государственной промышленной политики России [4-6]. Естественно, потребовалась адаптация Проекта ЕСИБ в целом ко всей группе вышеупомянутых документов.

Проект был сориентирован на отработку нового подхода к решению комплексных проблем обеспечения информативности и безопасности практически всех типоразмеров ПТО инфраструктуры. При этом запланировано освоение сквозной технологической производственной цепочки, адекватной ей технологии, выпуск востребованной време-

нем конкурентоспособной выходной продукции – ассортиментной линейки программно-аппаратных средств раннего обнаружения-противодействия развитию локальных аварий и системных аварий – катастроф.

Стратегическими целями самого Проекта ЕСИБ стали:

– коммерциализация его выходной продукции и её вывод на внутренний и внешние рынки в сроки, оговоренные документами стратегического планирования России [2-6];

– замещение импортной продукции более совершенными аналогами, произведенными в России САЗ ПТО от всех типов аварийных ситуаций, включая чрезвычайно затратные и опасные системные аварии, до сих пор не охваченные современными технологиями.

**2.2.** В дополнение к докладу на XXV Конференции по инновационному Проекту ЕСИБ [1, 20, 21] представим реализованные в соответствии с его дорожной картой в системных сертифицированных на взрывобезопасность исполнениях пятнадцать научно и экспериментально отработанных компонент в составе Единой системы обеспечения информативности и безопасности ПТО. Каждая из них представляет собой допускающую вариабельность, профильную ассортиментную линейку, ориентированную на широкого потребителя и свой рыночный сектор:

– **СПИ ФПП** – системный профессиональный инструментарий, проблемно сориентированный на формирование параметров порядка (системных режимных параметров) задаваемых типоразмеров ПТО инфраструктуры;

– **СПИ СТП** – системный профессиональный инструментарий, проблемно сориентированный на формирование системных технологических платформ задаваемых типоразмеров ПТО инфраструктуры;

– **СПИ НГС** – системный профессиональный инструментарий, проблемно сориентированный на решение задач системной безопасности всех типоразмеров, штатно эксплуатируемых или некондиционных (законсервированных) нефтегазовых скважин;

– **СПИ ОРТ** – системный профессиональный инструментарий, проблемно сориентированный на решение класса задач по системной безопасности задаваемых типоразмеров оборудования роторного типа (или работающего по циклу);

– **СПИ ДСИ** – системный профессиональный инструментарий, проблемно сориентированный на формирование доказательно информативных систем измерения задаваемых типоразмеров ПТО инфраструктуры;

– **ПБ СТП** – подсистема безопасности: проблемно сориентированная на решение задач безопасности системная технологическая платформа, адаптируемая к задаваемым типоразмерам ПТО инфраструктуры;

– **ПБ ОРТ** – подсистема безопасности, проблемно сориентированная на решение задач безопасности, адаптируемая ко всем задаваемым типоразмерам оборудования роторного типа;

– **ПБ НГС** – подсистема безопасности, проблемно сориентированная на решение задач локальной и системной безопасности с адаптацией практически к любому задаваемому типоразмеру нефтегазовых скважин (эксплуатируемых штатно или некондиционных);

– **ПБ ИРП** – подсистема безопасности, проблемно сориентированная на имитацию рабочих процессов в ПТО, заданных типоразмеров;

– **ПБ РОП** – подсистема безопасности, проблемно сориентированная на риск-ориентированный подход;

– **ПБ ИТС** – подсистема безопасности, проблемно сориентированная на идентификацию текущего технического состояния ПТО инфраструктуры задаваемых типоразмеров средствами искусственного интеллекта с нечеткой логикой;

– **ПБ САЗ** – подсистема безопасности: система аварийной защиты задаваемых типоразмеров ПТО инфраструктуры средствами искусственного интеллекта с нечеткой логикой;

– **ПБ ИСА** – подсистема безопасности, проблемно сориентированная на идентификацию текущего технического состояния всех типов системных аварий средствами искусственного интеллекта с нечеткой логикой в ПТО задаваемых типоразмеров;

– **ПБ КН** – подсистема безопасности, для реализации на космическом носителе;

– **ПБ НИ** – подсистема безопасности, для реализации в наземном исполнении;

– **СППК** – система подготовки профессиональных кадров, проблемно сориентированная на решение задач локальной и системной безопасности ПТО инфраструктуры с адаптацией к любому задаваемому его типоразмеру.

Прямым следствием упомянутых качеств всех 15 ассортиментных линеек является высокая вариантность исполнения Единой системы, допускающей глубокую адаптацию к любым типоразмерам ПТО инфраструктуры в отсутствие каких-либо ограничений на постановки задач заказчиками в обеспечение информативности и безопасности этих объектов. Отсюда и беспрецедентные рыночные качества выходной продукции по Проекту ЕСИБ.

Линейка профессионального инструментария в стационарном и переносном бескабельном исполнениях самодостаточна с точки зрения решения в реальном времени




*Рис. 1. Фрагменты ассортиментных линеек профессионального инструментария разработки-изготовления представляемой авторами Команды во взрывобезопасных исполнениях: 1 – СПИ ДСИ, 2 – СПИ ОРТ, 3 – СПИ ФПП, 4 – СПИ СТП*

задач измерения параметров, их регистрации, специальной обработки-анализа и хранения в базе данных. Она ориентирована для использования:

– в лабораторных, цеховых и полевых условиях;

– для проведения целевых натурных испытаний ПТО;

– для обслуживания самой Единой системы;

– для отработки новых методов, алгоритмов, решающих правил, нормативов;

– для отработки исполнительных механизмов САЗ в составе АСУ ТП с задаваемыми временами срабатывания, например, $\Delta t \approx 30...70$ мс при взрывоподобно развивающихся аварийных ситуациях и т.п.

Представленные выше профильные ассортиментные линейки ориентированы на оперативное формирование (не изготовление!) объектно- и проблемно-ориентированные конфигурации выходной продукции Проекта ЕСИБ в комплектациях, запрашиваемых заказчиками.

**2.3.** Перечислим некоторые из получивших научное и экспериментальное обоснования **стереотипов системных форм поведения** [1, 7, 18, 20, 21], свойственных сложным ПТО в канун развития на них кризисных ситуаций:

– процесс утраты ПТО своей системной устойчивости завершается развитием в нём системной аварии – катастрофы;

– с приближением ПТО к своему критическому состоянию (к катастрофе) его динамическое поведение усложняется, достигая наивысшей сложности в самой критической точке;

– при приближении ПТО к своему критическому состоянию он обретает системное качество цельной самосинхронизированной функциональной единицы, неадекватной по поведению набору формирующих его элементов;

– приближению ПТО к своему критическому состоянию сопутствует замещение слабых «контактных» взаимодействий его элементов их масштабным корпоративным взаимодействием в целом по всему ПТО;

– приближению ПТО к своему критическому состоянию сопутствует значимое увеличение оцениваемого по функции когерентности радиуса пространственной корреляции элементов ПТО между собой;

– для описания динамики ПТО, как цельной функциональной единицы, информации о поведении образующих его элементов недостаточно;

– при том, что с приближением к состояниям, близким к критическим, ПТО становится сверхчувствительным к очень малым внешним возмущениям, энергетики локальных воздействий на элементы ПТО инфраструктуры недостаточно для его выведения из критического состояния;

– безопасность природно-техногенного объекта является системной его характеристикой, информация о которой отсутствует в его элементах.

Прикладную значимость представленных выше стереотипов поведения ПТО в самый канун завершения формирования в них наиболее опасных и затратных критических ситуаций (первоосновы для отработки симптоматики, алгоритмов и решающих правил противодействия развитию системных аварий – катастроф) трудно переоценить. Решение на их основе проблемы безопасности ПТО возможно при условии совместного использования системного профессионального инструментария (см. п. 2.2) и отработанной технологии системно-ориентированного подхода (см. п. 1.2). В п. 3 будет показано, что использование для достижения этих целей средств локально-ориентированного подхода никаких перспектив не имеет.

## 3. Принцип ALARP. Его место в решении задач аварийной защиты ПТО инфраструктуры

**3.1.** Как уже отмечалось, современная научно и экспериментально обоснованная точка зрения на безопасность сложных многокомпонентных ПТО инфраструктуры такова, что она не определяется безопасностью даже полного состава образующих их элементов [1, 7, 21]. Тем не менее, в реальных условиях эксплуатации ПТО мировая практика обеспечения их безопасности во многом как была 100 лет назад, так до сих пор и остаётся традиционно локальной с положенным в её основу ошибочным принципом – ПТО безопасен тогда и только тогда, когда безопасны все его элементы. Это привело практически к полной утрате подконтрольности таких принципиально системных и крайне опасных явлений, как техногенные катастрофы, в среднем на 4-5 порядков более затратных по последствиям в сравнении с локальными авариями в элементах ПТО. В этих условиях о противодействии развивающейся нарастающим темпом мировой эпидемии техногенных катастроф с её колоссальными суммарными потерями и речи быть не могло. Только в последние десятилетия удалось понять и обосновать научно физические механизмы, управляющие данным классом эксцессов [1, 7, 21]. Что же касается проблемно-ориентированных технологий, то по понятным причинам появление соответствующих заделов венчало наиболее трудный и важный завершающий этап разработки Проекта ЕСИБ. Произошло это в России, сначала в ракетном космическом двигателестроении, а затем и в общетехнических отраслях (в первую очередь на промыслах нефтегазового комплекса).

**3.2.** По данным Ростехнадзора РФ при определяющей роли для безопасности российской энергетики добычи и транспортировки жидких и газообразных углеводородов количество произошедших только локальных аварий на штатно эксплуатируемых предприятиях составляет:

– 545 случаев разгерметизации на магистральных трубопроводах в течение 90-х годов;

– 42000 случаев разгерметизации на внутрипромысловых трубопроводах в течение только одного 2001 года.

На этом фоне ясно, что в отличие от проявления механизма самопроизвольного развития аварийных ситуаций [1, 7] (в том числе в форме эпидемии техногенных катастроф), ожидать действия механизма-аналога в отношении самопроизвольного понижения количества аварийных ситуаций не приходится. То есть, без масштабного рукотворного противостояния аварийным исходам справиться с проблемой столь огромных непроизводственных затрат не получится. Первой в мировой практике успешной попыткой такого рода стало решение ещё в 50-60-х годах прошлого века, причём сразу на системном уровне, проблемы создания САЗ доводочных и штатных огневых испытаний сверхмощных ЖРД космического назначения. Последующая попытка создания САЗ в отношении общетехнических объектов, но на локальном уровне, была предпринята на Западе только в 80-х годах. В её основу был положен принцип ALARP («As low as reasonably practicable» – так мало, насколько это практически осуществимо) и его аналоги – ALAR, ASFAIRP, AFAP (авторство – Великобритания [11-16], доработки – российские новации [8-10], [17]). При этом политика безопасности нефтегазо-добычи-транспортировки (и не только она) согласно принципу ALARP и сейчас подвергается процедурам оптимизации (чаще всего) и аварийной защиты (реже из-за их слабой отработки).

Сам термин ALARP возник ещё в начале семидесятых годов прошлого века из законодательства о здоровье и безопасности на работе, то есть до серьёзных проработок

понятий системного эффекта и системного подхода, а потому заимствовавший и сохранивший до сих пор многие характерные для того времени, но исчерпавшие себя особенности. Так причиной всех аварий и технологических катастроф наряду с войнами и терактами согласно канонам ALARP до сих пор остаётся человеческий фактор, что уже не соответствует действительности (см., например, [7]). Тем не менее, как показывает анализ, принцип ALARP получил в России распространение даже, похоже, более широкое, чем в Англии и, в частности, рекомендован нашим ГОСТ-ом для управления рисками [19]. И это при том, что появился целый ряд ниже приводимых сомнений в отношении достаточной обоснованности самого принципа ALARP (не учёт им ряда обстоятельств, усугубляющих обстановку в отношении конечного результата работ по безопасности) и т.п.

**3.3.** Для определенности сосредоточим далее внимание на проблеме создания СА3 производственной цепочки нефте-газо-добычи-транспортировки на основе принципа ALARP [9, 22, 23] – на сегодня конкурента выходной продукции Проекта ЕСИБ. Головными участниками в попытках решения проблемы, в нашем случае, как правило, выступают три стороны – Исполнитель (идеолог, разработчик и производитель выходной продукции в обеспечение безопасности ПТО), Заказчик (она же сторона-потребитель выходной продукции) и Сторона, причастная к созданию самого ПТО. Предметом исследования выступает ПТО инфраструктуры, рассматриваемый как единое целое – открытая динамическая система из взаимозависимых, взаимосвязанных, взаимодействующих друг с другом и с внешней средой элементов. Согласно системному подходу в таких ПТО должно быть учитываемым существование двух взаимодополняющих компонент, каждая со своими рабочими процессами, энергетикой и информатикой, физическими носителями которых являются:

– порознь каждый из элементов в составе ПТО (охват аварий локального типа);

– взаимосвязи и взаимодействия этих же элементов между собой (охват аварий системного типа – катастроф).

При этом также учитываемым является следующий общепризнанный на сегодня факт: «Само по себе полезное изучение поведения отдельных элементов ПТО мало информативно для понимания поведения ПТО в целом» [7] (или в контексте Проекта ЕСИБ: информативность и безопасность ПТО, как системы, не определяется информативностью и безопасностью даже всех составляющих его элементов).

Разработка и реализация любого инновационного проекта, в том числе создания СА3 ПТО инфраструктуры по сценарию ALARP, неизбежно включает этап согласования того, что однозначно востребовано Заказчиком, с возможностями, которыми располагает Исполнитель.

Дальнейшие рассуждения базируются на приведенных выше в этом пункте исходных данных и терминологии.

**3.4.** Представим исходные априорные ограничения, которые в явной или скрытой формах выставляются во всех исследованиях по безопасности ПТО, в основу которых положен принцип ALARP, и нашу реакцию на них:

– Элементы, образующие ПТО, не взаимодействуют между собой или их взаимодействием можно пренебречь. **Предположение противоречит реальному состоянию дел. Все ПТО инфраструктуры, включая нефтегазовые комплексы, представляют собой сложные динамические системы, сама суть которых в наборе осмыслено взаимодействующих образующих их элементов со своими динамикой, энергетикой, информативностью и физической интерпретацией протекающих в них рабочих процессов**.

– Единственными материальными носителями и источниками опасности (составными факторами) для ПТО инфраструктуры являются формирующие их элементы.

**Утверждение верно только в отношении локального типа аварий. Причинами большей части на 4-5 порядков более затратных системных аварий – катастроф являются исключительно системные факторы: нарушения нормального динамического взаимодействия элементов ПТО между собой, ПТО с внешней средой и т.п.**

– Функционирование источников опасности – элементов ПТО статистически взаимно независимо между собой. **Принципиально неправомерное заключение, в том числе в отношении всех типов наиболее тяжёлых системных аварий – катастроф и сопутствующих им локальных аварий.**

– Мерой опасности элемента в составе ПТО является связанный с элементом риск. **Неточное предположение. Не учтены дополнительные более значимые риски, обусловленные нарушениями динамического взаимодействия элементов между собой и с внешней средой ПТО.**

– Мера опасности ПТО, как цельной функциональной единицы, определяется суммой рисков его элементов [9-17]. **Риски, связанные с элементами ПТО, суммировать недопустимо. И дело здесь не в том, что они обычно имеют разные размерности (с помощью матричного аппарата рисков их можно и обезразмерить [10]), а в статистической зависимости источников опасности ПТО между собой. Выход из этого положения по сценарию ALARP до сих пор не найден.**

В сущности, все перечисленные априорные предположения есть не что иное, как констатация факта приверженности принципа ALARP устаревшему локально- ориентированному подходу к исследованию ПТО инфраструктуры.

## 4. Итоговое заключение по сопоставительному анализу

**4.1.** Практически во всех публикациях, связанных с принципом ALARP, в явной или скрытой форме присутствуют некие, как правило, безадресные условия, которые должны выполняться или по каким-то причинам сами собой выполняются. Понятно, что по данному вопросу необходимо навести порядок. Единственное, что можно с уверенностью утверждать, исходя из априорных условий в п.3.4, это то, что принцип ALARP может быть безоговорочно использован для класса объектов, не являющихся системами, представляющих собой наборы ничем осмысленным не связанных, невзаимодействующих, статистически независимых элементов. Таким образом, со всей полнотой ответственности авторы утверждают, что полезность ALARP ограничивается возможностью исследования порознь каждого из элементов в составе ПТО, включая класс свойственных им локальных аварий, и не более того. Отныне, используя любой инструментарий, и САЗ в том числе, базирующиеся на идеологии ALARP, мы должны понимать, что идём на сознательное самоограничение, удовлетворяя интерес в отношении элементов ПТО. И это при том, что существует огромный пласт ещё не познанного до конца, связанного с поведением ПТО, как целостной функциональной единицы, включая развитие в них масштабных системных аварий – катастроф.

Таким образом, САЗ на основе ALARP полноценными системами аварийной защиты ПТО инфраструктуры считаться не могут. Выход из положения в создавшейся ситуации однозначен – оперативное создание на базе существующего сформированного задела системы– альтернативы.

**4.2.** Приведём основные аргументы мотивации и готовности к созданию САЗ в составе АСУ ТП по Проекту ЕСИБ, как альтернативы САЗ на основе ALARP:

– созданы прототипы профессионального инструментария, в том числе во взрывобезопасном исполнении, для экспериментальной отработки всех компонент системы противодействия развитию аварий и катастроф (см. п. 2.2);

– САЗ по Проекту ЕСИБ базируется на совмещенных локально- и системно-ориентированных подходах к исследованию ПТО инфраструктуры в рамках наиболее продвинутой на сегодня теории самоорганизованной критичности [7];

– в САЗ по Проекту ЕСИБ учтено открытие 50-60-х годов в российском космическом двигателестроении [20] двух типов разной физической природы аварийных исходов (в современной терминологии – локальных (в элементах ПТО) и более масштабных и затратных системных (в ПТО, как в целостной функциональной единице)). САЗ по схеме ALARP реагирует на развитие только мало затратных локальных аварий;

– в САЗ по Проекту ЕСИБ достигнута готовность к реализации принятия мотивированных решений о начальных стадиях развитии в ПТО всех типов локальных аварий и системных аварий – катастроф (в отличие от САЗ по схеме ALARP, реагирующей только на локальные аварии);

– в САЗ по Проекту ЕСИБ достигнута готовность перевода ПТО в безопасное состояние по двум сценариям – переводом ПТО на щадящий режим работы или его аварийным отключением в порядке реагирования на мотивированные решения о развитии нештатных критических ситуаций.

– сняты какие-либо ограничения на сферу применения САЗ по Проекту ЕСИБ по типу выставляемых априорных условий для САЗ по схеме ALARP (см. п. 3.4);

– научно и экспериментально отработана симптоматика развития локальных и системных критических состояний ПТО и правил принятия решений о переводе ПТО в безопасное состояние;

– достигнута готовность (при принятии соответствующего решения) отработки быстродействующего механизма перевода ПТО в безопасное состояние при развитии наиболее опасных аварий взрывоподобного типа ($\Delta t \approx 30\text{-}70$ мс).

## Заключение

**1.** В докладе продолжено представление Проекта ЕСИБ полного инновационного цикла «Информативность и безопасность ПТО инфраструктуры России» в его приложении к Северо-Западному региону РФ [1]. Представление сделано в форме сопоставительного анализа с получившей распространение на Западе и в России идеей-конкурентом на основе известного принципа ALARP (авторство – Великобритания).

**2.** Показано, что все НИОКР, выполняемые по схеме ALARP, и их выходная продукция, включая САЗ, в свою очередь базируются на изжившем себя локально- ориентированном подходе к исследованию ПТО инфраструктуры [9-17, 22, 23]. По уровню это равнозначно возврату, как минимум, на 100 лет назад (к началу XX века). Понятно, что такая продукция не в состоянии отвечать проблематике и запросам сегодняшнего дня.

**3.** Проект базируется на совмещенных локально- и системно-ориентированных подходах к исследованию ПТО инфраструктуры в рамках современной теории самоорганизованной критичности.

**4.** Создание конечной продукции по Проекту ЕСИБ базируется на упреждающем производстве допускающих широкую вариабельность ассортиментных линеек профессионального инструментария, модулей, модульных блоков и подсистем, из которых осуществляется оперативное формирование (не производство!) собственно выходной продукции по тематике Проекта в точном соответствии с ТЗ Заказчиков.

**5.** Показана перспективность замещения продукции по схеме ALARP выходной продукцией Проекта ЕСИБ по безопасности, в том числе для Северо-Западного региона РФ.

**6.** По мнению авторского коллектива, условиям продвижения масштабного, высокотехнологичного, связанного с потенциальными рисками проекта освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири России адекватна встречная разработка региональной системы безопасности по типу, предложенному Проектом ЕСИБ.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Дедученко, Ф. М.** Технологические, экологические и организационные аспекты обеспечения природно-техногенной безопасности нефтегазовой отрасли России / Ф.М. Дедученко. – Текст : электронный // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы XXV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2022. – URL: https://www.crru.ru/smi/XXV_NPK.zip

2. **Стратегия национальной безопасности Российской Федерации.** Утверждена Указом Президента Российской Федерации от 31 декабря 2015 г. № 683. – Текст : электронный. – URL: http://www.kremlin.ru/acts/bank/40391.

3. **Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации.** Утверждена Указом Президента Российской Федерации от 01.12.2016 г. № 642. – Текст : электронный. – URL: http://www.kremlin.ru/acts/bank/41449.

4. **Стратегия региональной промышленной политики РФ Министерства промышленности и торговли РФ.** Утверждена постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июня 2020 года № 1512-р. – Текст : электронный. – URL: http://government.ru/docs/39844.

5. **Энергетическая Стратегия РФ на период до 2035 года Министерства энергетики РФ.** Утверждена постановлением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года № 1523-р.– Текст : электронный. – URL: http://government.ru/docs/all/128340.

6. **Дмитриевский, А. Н.** Ресурсно-инновационная Стратегия развития экономики России / А.Н. Дмитриевский, А.М. Мастепанов, В.В. Бушуев. – Текст : непосредственный // Вестник российской академии наук. – 2014. – Т. 84. – № 10. – С. 867-873.

7. **Бак, П.** Как работает природа. Теория самоорганизованной критичности = How nature works. The Science of Self-Organized Criticality / Пер Бак ; вступ. ст. Г.Г. Малинецкого ; пер. с англ. В.Э. Подобеда, А.В. Кондратьева, О.Л. Шевчук. – Москва: ЛИБРОКОМ, 2013. – 269 с. – ISBN 978-5-397-03709-9. – Текст : непосредственный.

8. **ГОСТ Р МЭК 61511-3-2011.** Группа Т51. Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов = Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 октября 2011 г. № 470-ст : введен впервые / подготовлен ООО «Корпоративные электронные системы». – Москва: Стандартинформ, 2012. – 40 с.

9. **Карманов, А. В.** Реализация принципа ALARP при синтезе многоканальной САЗ / А.В. Карманов, А.С. Телюк, К.П. Шершукова. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтя ной промышленности. – 2014. – № 6. – С. 36-40.

10. **Гапанович, В. А.** Метод оценки рисков системы из разнотипных элементов / В.А. Гапанович, И.Б. Шубинский, А.М. Замышляев. – Текст : непосредственный // Надежность. – 2016. – Т. 16. – № 2(57). – С. 49-53.

11. **Clemens P.L.** Working with the risk assessment matrix (lecture notes). 2nd edition. Tullahoma, TN: Sverdrup Technology, Inc., 1993. – Text : direct.

12. **Cox L. A. Jr.** Optimal design of qualitative risk matrices to classify binary quantitative risks / L. A. Jr. Cox, W. Huber – abstract // Proceedings of the Annual Meeting of the Society of Risk Analysis. Boston, December 7-10, 2008.

13. A risk matrix for risk managers. – The National Patient Safety Agency. London, January, 2008.

14. **Cox L. A.** What's wrong with risk matrices? Risk analysis. – 2008. – Vol. 28. – № 2. – Pp. 497-511.

15. **Pickering, A.** Risk Matrices: implied accuracy and false assumptions / A. Pickering, S.P. Cowley. – Text : direct // Journal of Health & Safety Research & Practice. – Volume 2, issue 1. October, 2010.

16. Risk assessment in audit planning. A guide for auditors on how best to assess risks when planning audit work. – Text : electronic // Internal Audit Community of Practice. – URL: http://www.pempal.org/data/upload/files/2014/09/rap_guide_eng.pdf.

17. **Новожилов, Е. О.** Принцип построения матриц рисков / Е.О. Новожилов. – Текст : непосредственный // Надежность.– 2015. – № 3(54). – С.73-86.

18. **Акимов, В. А.** Концепция создания единой системы комплексной техногенной безопасности и защищенности промыслов нефтегазового комплекса РФ / В.А. Акимов, Ф.М. Дедученко, Р.А. Дурнев, А.Т. Рвачев [ и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2015. – № S4(732). – С. 70-83.

19. **ГОСТ Р 54505-2011.** Безопасность функциональная. Управление рисками на железнодорожном транспорте = Functional safety. Risk management on railway transport : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 ноября 2011 г. № 572-ст : введен впервые : дата введения 2012-08-01 / разработан ЗАО «ИБТранс». – Текст : электронный. – URL: https://docs.cntd.ru/document/1200094215?ysclid=lczvjyezpn91566236.

20. **Дедученко, Ф. М.** Проект противодействия развитию катастроф на природно-техногенных объектах инфраструктуры России / Ф.М. Дедученко. – Текст : непосредственный // Надежность и безопасность энергетики. – 2021. – Т. 14. – № 3. – С.111-117.

21. **Малинецкий, Г. Г.** Чудо самоорганизованной критичности / Г.Г. Малинецкий.– Текст : непосредственный // Бак, П. Как работает природа. Теория самоорганизованной критичности. – Москва: Либроком, 2017. – ISBN: 978-5-397-05581-9. – С.13-44.

22. **Телюк, А. С.** Синтез систем противоаварийной защиты для процессов подготовки продукции нефтегазовых скважин : специальность 05.13.06 «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям)» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Телюк Антон Сергеевич ; Российский государственнй университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Москва, 2014.– 2014. – 23 с. – Текст : непосредственный.

23. **Телюк, А. С.** Программное обеспечение автоматизированного синтеза систем противоаварийных защит / А.С. Телюк. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 1. – С. 36-39.

# АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ МЕХАНИЗМОВ СФЕРЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

УДК 336.2-028.45

# АНАЛИЗ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРОВ РАЗОВЫХ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ НЕДРАМИ И ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ РАЗНОМАСШТАБНЫХ УЧАСТКОВ НЕДР С ЗАПАСАМИ И РЕСУРСАМИ УВС

**М.М. Иутина, А.А. Панин**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), г. Москва*

В статье проведён анализ принятых изменений в «Правила определения размера разовых платежей по безаукционным участкам» и «Методику расчета стартового размера разового платежа». При анализе нормативных документов и разборе принятых изменений, выявлен ряд существенных замечаний и недочетов, требующих немедленного исправления.

*Разовый платеж за пользование недрами, стартовый размер разового платежа, налог на добычу полезных ископаемых, углеводородное сырье, Налоговый кодекс РФ*

# ANALYSIS OF METHODS FOR DETERMINING THE AMOUNT OF ONE-TIME PAYMENTS FOR THE USE OF SUBSOIL AND THE PROBLEMS OF APPLICATION FOR DIFFERENT-SCALE SUBSOIL AREAS WITH HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

**M.M. Iutina, A.A. Panin**

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Moscow*

The article analyzes the adopted amendments to the Rules for determining the amount of one-time payments for non-auction areas and the Methodology for calculating the starting amount of the one-time payment. Conducted regulation and amendments research revealed a number of significant comments and shortcomings that require immediate alteration.

*One-time payment, starting amount of the one-time payment, tax on extraction of minerals, hydrocarbon raw materials, the tax code of the Russian Federation*

Система платежей при пользовании недрами установлена статьёй 39 Закона РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 01.04.2022 г.) «О недрах» (далее – Закон РФ «О недрах») и включает в себя разовые платежи за пользование недрами, регулярные платежи за пользование недрами и сбор за участие в аукционе.

Размеры разовых платежей определяются на основании нормативных документов (Методика, Правила), установленных соответствующими нормативными правовыми актами. В 2021-2022 гг., в связи с необходимостью внесения изменений в данные нормативно-правовые акты и во исполнении требований, установленных Федеральным законом от 31.07.2020 г. № 247-ФЗ (ред. от 16.04.2022 г.) «Об обязательных требованиях в Российской Федерации», приняты новые нормативные правовые акты, устанавливающие порядок определения разовых и регулярных платежей за пользование

недрами, ранее действовавшие нормативные правовые акты были признаны утратившими силу.

Разовые платежи за пользование недрами, согласно статье 40 Закона РФ «О недрах», можно разделить на два основных вида:

– платежи по результатам аукционов;

– платежи за пользование недрами на участках, предоставляемых в пользование без проведения аукционов, в т. ч. при изменении границ этих участков.

В соответствии со статьёй 40 Закон РФ «О недрах», окончательный размер разового платежа за пользование недрами устанавливается по результатам аукциона (за исключением разовых платежей по участкам недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов). Платеж по результатам аукциона устанавливается на основании определённого в соответствии с «Методикой расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами» (далее – Методика) стартового размера разового платежа (далее – Стартовый платеж).

Первоначально Методика была утверждена и вступила в действие в 2008 году (Приказ Минприроды России от 30.09.2008 г. № 232). В марте 2022 года Приказом Минприроды России № 242, Роснедр № 01 от 31.03.2022 г. «Об установлении Методики расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами» принята новая Методика, вступившая в силу 29 апреля 2022 года.

Другим видом платежей, в соответствии со статьей 40 Закона РФ «О недрах», являются разовые платежи за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов, в том числе при изменении границ участков недр, предоставленных в пользование (далее – Разовые платежи). Порядок определения размеров Разовых платежей установлен «Правилами определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов» (далее – Правила).

Правила были утверждены и введены в действие постановлением Правительства РФ от 04.02.2009 г. № 94. В конце 2021 года постановлением Правительства РФ от 28.12.2021 г. № 2498 «Об определении размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов» были утверждены новые Правила, устанавливающие порядок определения Разовых платежей с 1 января 2022 года.

ФГБУ «ВНИГНИ» были проанализированы новые редакции Методики и Правил, в части определения платежей по УВС.

Основные принципы и алгоритм определения Стартового размера разового платежа не были изменены. Как и в предыдущей редакции, зная ресурсную базу участка, на первом этапе определяется среднегодовая добыча полезного ископаемого, далее рассчитывается среднегодовой НДПИ по участку. На следующем этапе, путем перемножения среднегодового НДПИ и понижающего коэффициента, характеризующего процент от среднегодовой величины суммы налога на добычу полезных ископаемых, определяется минимальный размер разового платежа. Далее рассчитываются поправочные коэффициенты и определяется интегральный поправочный коэффициент, характеризующий участок недр. На последнем этапе, путем перемножения минимального размера разового платежа и интегрального поправочного коэффициента, получаем стартовый размер разового платежа. Если на участке несколько видов полезных ископаемых, стартовый размер разового платежа определяется по каждому полезному ископаемому отдельно, окончательным Стартовым платежом будет сумма платежей по этим полезным ископаемым.

Алгоритм определения размера Разового платежа почти идентичен алгоритму расчета Стартовых платежей, за тем лишь исключением, что предусмотренный Методикой интегральный поправочный коэффициент ($К_{инт}$) Правилами не предусмотрен. При определении Разового платежа в установленных случаях используется повышающий коэффициент $К_1$, а в случаях, когда Разовый платеж установлен равный минимальному размеру разового платежа, расчет выполняется без использования повышающих коэффициентов. Алгоритм выполнения расчета новыми Правилами изменен не был.

Несмотря на то, что алгоритмы порядка расчета сохранены, как в Методику, так и в Правила, были внесены существенные изменения, которые оказали значительное влияние на величину платежа. Изменения коснулись следующих этапов расчета:

1. Определение средней величины налога на добычу полезных ископаемых.
2. Определение среднегодовой добычи полезного ископаемого.
3. Перевод запасов и ресурсов в условные запасы.
4. Определение значений поправочных коэффициентов.

Рассмотрим поэтапно изменения, принятые новой Методикой и Правилами, и определим степень их влияния на итоговый размер платежей (для УВС).

### 1. Определение средней величины налога на добычу полезных ископаемых

При определении средней величины налога на добычу полезных ископаемых по УВС, в порядок расчета добавлен рентный коэффициент ($К_{РЕНТА}$), предусмотренный статьёй 342.8 НК РФ. Значение рентного коэффициента, в соответствии с Методикой и Правилами, принимается равным 1.

Методикой и Правилами был изменен период осреднения средней величины налога на добычу полезных ископаемых ($С_{ндпиК}$), если ранее осреднение происходило за 6 месяцев, предшествующих дате объявления аукциона (регистрации лицензии), то в соответствии с принятой Методикой и Правилами, осреднение производится за 6 месяцев, предшествующих полугодию, в котором объявляется аукцион (регистрируется лицензия). То есть размер платежа, определённый по одному и тому же участку, при прочих равных, будет оставаться неизменным до начала следующего полугодия. При этом надо иметь ввиду, что платежи, определённые в последнем месяце полугодия и в первом месяце следующего полугодия, могут существенно отличаться.

Следует отметить, что новые редакции документов не в полной мере согласованы с НК РФ, некоторые положения, установленные статьёй 342, которые должны быть отражены в Методике в обязательном порядке, отсутствуют.

Так, в формуле расчета базового значения единицы условного топлива ($Е_{ут}$) не учтен коэффициент $К_{гп}$, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива, введенный в НК РФ Федеральным законом от 28.11.2015 г. № 325-ФЗ и используемый при определении НДПИ на газ и конденсат с 1 января 2016 года.

Также не учтен установленный подпунктом 10 пункта 2 статьи 342 НК РФ показатель $К_{ман}$, вместе с коэффициентом, характеризующим количество добытого газового конденсата без учета широкой фракции легких углеводородов, в отношении которой коэффициент $К_{ман}$ не применяется, равным 0,75 и корректирующий коэффициент $К_{км}$, установленные подпунктом 10 пункта 2 статьи 342 НК РФ (только Методикой, Правилами $К_{км}$ учтен). Неиспользование данных коэффициентов ведёт к занижению размеров платежей по газовому конденсату.

## 2. Определение среднегодовой добычи полезного ископаемого

При определении $V_{ср}$ в случае отсутствии ТЭО, изменены установленные проценты величины условно-извлекаемых запасов, принимаемые в целях расчета и интервалы крупности в соответствии с которыми они принимаются.

Вновь утверждённые Методика и Правила установили интервалы крупности в соответствии с Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Приказ Минприроды России от 01.11.2013 г. № 477). По сравнению с предыдущей редакцией Методики количество интервалов было увеличено, изменены процентные отношения от величины извлекаемых запасов.

Действующие и ранее действовавшие установленные интервалы крупности, процентные отношения от величины извлекаемых запасов и их изменение приведены в таблице 1.

Как по нефти, так и по газу горючему природному, процентные отношения от величины извлекаемых запасов по большинству интервалов были изменены в меньшую сторону. Максимальное снижение процентного отношения по нефти в интервалах от 1 до 3 млн т и от 5 до 30 млн т, по которым процентный показатель был снижен на 31 % (с 6,5 до 4,5 %) и на 28 % (с 5 до 3,6 %) соответственно. Максимальное снижение процентного отношения по газу в интервале от 300 до 500 млрд куб. м, по которому процентный показатель был снижен на 40 % (с 5 до 3 %).

*Таблица 1*

**Изменение процентных отношений от величины извлекаемых запасов по УВС**

| Нефть | | | | | Газ горючий природный | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Интервал, млн т | | % от величины извлекаемых запасов | | изменение, % | Интервал млрд куб. м | | % от величины извлекаемых запасов | | изменение, % |
| от | до | стар. | нов. | | от | до | стар. | нов. | |
| 30 | > | 3,5 | 3,5 | 0 | 500 | > | 3 | 3 | 0 |
| 5 | 30 | 5 | 3,6 | -28 | 300 | 500 | 5 | | -40 |
| 3 | 5 | | 4,5 | -10 | 30 | 300 | | 4,4 | -12 |
| 1 | 3 | 6,5 | | -31 | 5 | 30 | 8 | 6,65 | -17 |
| < | 1 | | 6,5 | 0 | 1 | 5 | | 7,25 | -9 |
| | | | | | < | 1 | | 8 | 0 |

Кроме того, Методика и Правила установили понижающие коэффициенты к среднегодовой добыче по участкам, содержащим запасы УВС, отнесённые к трудноизвлекаемым (далее – ТрИЗ):

– нефть баженовских, абалакских, хадумских или доманиковых отложений – 0,45;

– нефть тюменских продуктивных отложений – 0,55;

– нефть ачимовских продуктивных отложений – 0,5;

– газа туронских продуктивных отложений и березовской свиты – 0,3.

Правилами дополнительно предусмотрен понижающий коэффициент для участков недр, полностью или частично расположенных в пределах территорий, относимых к Арктической зоне Российской Федерации, по таким участкам соответствующая величина среднегодовой мощности умножается на 0,8. В Методике данный коэффициент отсутствует.

Ранее, в статье 2012 года «Методические проблемы определения размера разового платежа по факту открытия месторождения» [7], в качестве критики действующих на тот момент Правил было указано, что «существует два промежутка величины запасов

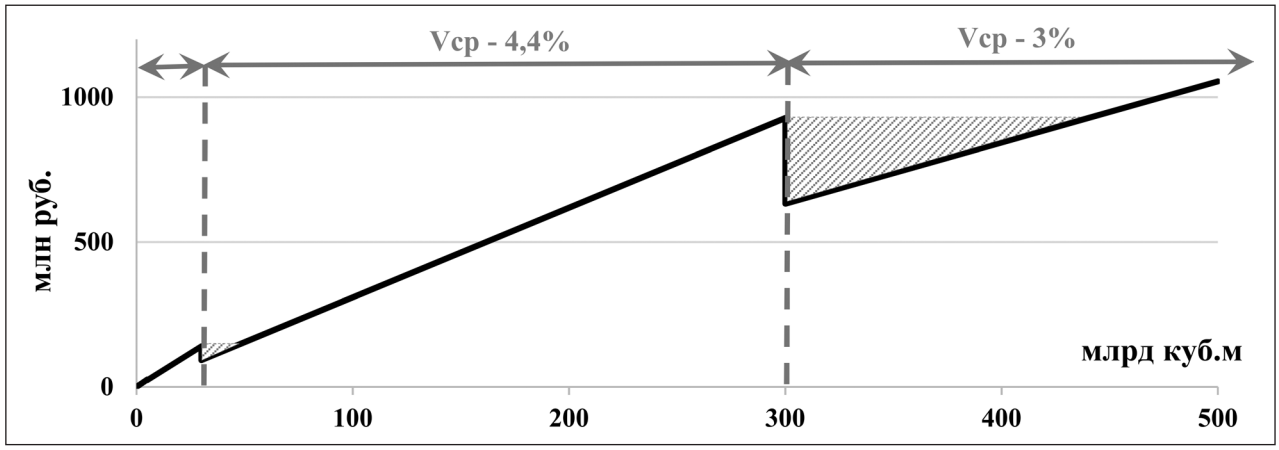



*Рис. 1. Динамика изменения размера Разового платежа по факту открытия месторождения в зависимости от количества запасов газа горючего природного*

месторождения, когда платеж по факту открытия месторождения с большими запасами значительно меньше, чем разовый платеж за более мелкие месторождения». В новых Правилах данная проблема сохранилась, так как не был изменен подход к определению среднегодовой добычи (при отсутствии ТЭО).

Так, например, за месторождение с извлекаемыми запасами газа 299,999 млрд м$^3$ недропользователь будет обязан уплатить Разовый платеж в размере 928 млн руб., в то время как за месторождение с запасами в 300 млрд м$^3$, размер Разового платежа составит 633 млн руб., разница между платежами более 30 %.

Динамика изменения размера разового платежа по факту открытия газового месторождения с извлекаемыми запасами категории $C_1$ в количестве от 0,001 до 500 млрд м$^3$, представлена на рисунке 1.

## 3. Перевод запасов и ресурсов в условные запасы

В принятой Методике порядок перевода запасов и ресурсов в условные запасы ($АВ_1С_1$усл) для извлекаемых запасов и ресурсов нефти, газа горючего природного и газового конденсата изменён не был. Однако была убрана зависимость стартового размера разового платежа от ставки рефинансирования (ключевой ставки) ЦБ РФ: значение коэффициента приведения планируемых денежных поступлений (Е), который ранее принимался равным ставке рефинансирования ЦБ РФ на дату определения размера разового платежа, Методикой было установлено в постоянном значении равном 0,12.

В Правилах изменения коснулись исключительно коэффициента, характеризующего подтверждаемость ресурсов категории $D_0$, который ранее был установлен в значении 0,25. В соответствии с утвержденными Правилами значение данного коэффициента принимается в зависимости от территории расположения участка и может приниматься в значениях 0,15, 0,2 или 0,25. Значения данного коэффициента приведены в соответствие с «Методикой расчета минимального (стартового) размера разового платежа».

## 4. Определение значений поправочных коэффициентов

Порядок определения интегрального поправочного коэффициента ($К_{инт}$), поправочного коэффициента, характеризующего глубину залегания продуктивного пласта ($К_{гл}$), поправочного коэффициента, выражающего степень геологической изученности участка недр ($К_{изуч}$) изменен не был.

Непосредственно порядок определения поправочного коэффициента, учитывающего состояние инфраструктуры района и основные географо-экономические факторы субъекта Российской Федерации ($К_{инфр}$), изменён не был. Как и прежде, если на участке нет запасов УВС, данный коэффициент принимается равным 1. Для участков, содержащих запасы, значение коэффициента принимается в соответствии с приложением № 2 к Методике. Однако если ранее коэффициент, в соответствии с приложением № 2 к Методике, мог приниматься в трёх значениях (1; 1,5 и 2) и был установлен единым для УВС, то теперь данный коэффициент может приниматься в пяти значениях (1; 1,25; 1,5; 1,75 и 2) и установлен отдельно для нефти и для газа.

В целом изменение значений $К_{инфр}$ по регионам имеет ярко выраженную направленность на понижение. Только по 4 субъектам значение коэффициента было увеличено, при том что снижен коэффициент по 49 субъектам.

Принципиальные изменения были внесены в порядок определения поправочного коэффициента, учитывающего количество условных запасов полезного ископаемого ($АВ_1С_1$усл) на участке недр ($К_{раз}$).

Группы крупности запасов участка, используемые при определении $К_{раз}$ по новой Методике, были приведены в соответствие с «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (утв. Приказом Минприроды России от 01.11.2013 г. № 477), значения самого коэффициента также были изменены (таблица 2).

*Таблица 2*

**Изменение значений $К_{раз}$ по УВС**

| Нефть | | | | | Газ горючий природный | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Интервал, млн т | | Значение Краз | | изменение, % | Интервал, млрд куб. м | | Значение Краз | | изменение, % |
| от | до | стар. | нов. | | от | до | стар. | нов. | |
| 300 | > | 2,5 | 2,5 | 0 | 500 | > | 2,5 | 2,5 | 0 |
| 60 | 300 | 2 | 2 | 0 | 300 | 500 | 2 | | 25 |
| 30 | 60 | 1,5 | 2 | 33 | 75 | 300 | | 2 | 0 |
| 15 | 30 | 1,5 | 1,4 | -7 | 40 | 75 | 1,5 | | 33 |
| 5 | 15 | 1 | 1,4 | 40 | 30 | 40 | 1 | | 100 |
| 1 | 5 | | 1,1 | 10 | 5 | 30 | | 1,2 | 20 |
| < | 1 | | 1 | 0 | 1 | 5 | | 1,1 | 10 |
| | | | | | < | 1 | | 1 | 0 |

В части расчета повышающего коэффициента ($К_1$), убрана зависимость размера Разового платежа от ставки рефинансирования (ключевой ставки) ЦБ РФ. В принятой редакции Правил коэффициент приведения планируемых денежных поступлений Е, применяемый при определении повышающего коэффициента $К_1$, который ранее принимался равным ставке рефинансирования ЦБ РФ, установлен в размере 12 %.

Рассмотрим влияние принятых в Методику и Правила изменений на размеры разовых платежей.

Изменение Стартового платежа рассмотрим на примере участка, расположенного в ЯНАО, на территории которого находится нефтегазоконденсатное месторождение, а также подготовленные к глубокому бурению структуры.

Стартовый платеж, рассчитанный по состоянию на 28.04.2022 г. (последний день действия старой Методики) по Участку 1, составит 11,43 млрд руб., рассчитанный по состоянию на 29.04.2022 г. (первый день действия новой Методики) – составит 8,99 млрд руб. Стартовый платеж по действующей Методике на 21 % меньше, чем платеж, определённый по ранее действовавшей методике.

Влияние принятых изменений в Правила на размер Разового платежа, рассмотрим на примере платежа по факту открытия нефтегазового месторождения, расположенного в ЯНАО, с извлекаемыми запасами категории $C_1$ по нефти 6 млн т и по газу горючему природному 18 млрд куб. м. Размер Разового платежа, определённый по новым Правилам, составит 199,9 млн руб., по действовавшим ранее – 331,3 млн руб. Платеж, определённый по новым Правилам, на 131,4 млн руб. (или 40 %) меньше. В данном конкретном примере уменьшение платежа обусловлено снижением процента среднегодовой добычи с 5 до 3,6 % по нефти и с 8 до 6,65 % по газу, а также применением в расчете понижающего коэффициента к среднегодовой добыче т.к. участок расположен в Арктической зоне РФ.

## Несогласованность Методики и Правил

Основной нормой права, устанавливающей возможный размер разового платежа и в соответствии с которой разработаны и утверждены Методика и Правила, является статья 40 Закона РФ «О недрах», которой определено значение, менее которого не может быть установлен размер разового платежа (минимальный размер разового платежа). Такой термин как «минимальный размер разового платежа» (далее – Минимальный платеж) и порядок его определения установлены как в Методике, так и в Правилах. Вот только, как видно из проведенного в статье разбора, порядки определения Минимального платежа по Методике и Правилам существенно разнятся друг с другом и при определении данного показателя по одному и тому же участку значения Минимального платежа могут существенно отличаться. Причин у этого несколько.

Во-первых, при определении $C_{ндпи}$ по газовому конденсату Методикой не учтен корректирующий коэффициент $K_{км}$, в то время как Правилами данный коэффициент учтен. Подобное положение в 6,5 раз снижает значение средней величины налога на добычу газового конденсата по Методике.

Во-вторых, в Методике отсутствует понижающий коэффициент к $V_{ср}$ для участков, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации, установленный в значении 0,8.

В-третьих, и это основное, формула по которой определяются условно извлекаемые запасы участка ($АВ_1С_1$усл). При определении $АВ_1С_1$усл в соответствии с Методикой, в расчете используется поправочный коэффициент, учитывающий сроки проведения работ по геологическому изучению недр ($\frac{1}{(1+1{,}5\times E)^t}$), который отсутствует в Правилах, и при наличии на участке ресурсов снижает расчетное значение $АВ_1С_1$усл.

В совокупности все три выше обозначенные причины могут привести к совершенно разным результатам по одному и тому же участку при определении Минимального платежа по Методике и по Правилам.

Как видно из проведённого анализа новых Методики и Правил, принятые изменения могут как существенно снизить размер платежа, так и повысить. В целом принятые изменения имеют явно выраженный тренд на понижение размера платежа. Прежде всего это обусловлено понижением процента среднегодовой добычи, добавлением в Правила понижающих коэффициентов для ТрИЗ и снижением по многим регионам $K_{инфр}$ (только для Стартовых платежей). Увеличение платежа может быть обусловлено изменением порядка определения $K_{раз}$ (только для Стартовых платежей).

Изменение периода осреднения средней величины налога на добычу полезных ископаемых и установление коэффициента приведения планируемых денежных

поступлений (Е) в постоянном значении, без привязки к ставке рефинансирования ЦБ РФ, в моменте может стать причиной как повышения, так и понижения размера платежа, в зависимости от мировой конъюнктуры цен на УВС и установленного ЦБ РФ значения ключевой ставки.

Проведённый анализ Методики и Правил, а также их практическое применение в течение 2022 года, выявили в этих документах ряд существенных ошибок и недочетов. Кроме того, значимым замечанием является несогласованность данных нормативно-правовых актов друг с другом. В связи с чем, как Методика, так и Правила, требуют немедленной доработки и утверждения в новых редакциях, с учетом вышеизложенных замечаний.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Российская Федерация. Законы.** О недрах : Федер. закон № 2395-1 от 21.02.1992 г.: послед. ред. О внесении изменений в Закон РФ «О недрах» : Федер. закон № 218-ФЗ от 28 июня 2022 г. : принят Государственной Думой 21 июня 2022 г. : одобрен Советом Федерации 22 июня 2022 г. // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/?ysclid=ldyfyjbzqn406648933.

2. **Российская Федерация. Правительство РФ.** О порядке определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов» (вместе с «Правилами определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов : Постановление Правительства РФ от 04.02.2009 г. № 94 : ред. от 24.12.2018 // КонтурНорматив : сайт. – URL: https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=203003&ysclid=ldyg2ddi4g271613565.

3. **Российская Федерация. Законы.** Об обязательных требованиях в Российской Федерации : Федер. закон № 247-ФЗ от 31.07.2020 : ред. от 16.04.2022 г. : принят Государственной Думой 22 июля 2020 г. : одобрен Советом Федерации 24 июля 2020 г. // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_358670/?ysclid=ldyge4ft70556920537.

4. **Российская Федерация. Правительство РФ.** Об определении размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов» (вместе с «Правилами определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов» : Постановление Правительства РФ от 28.12.2021 г. № 2498 // КонтурНорматив : сайт. – URL: https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=411914&ysclid=ldygipg0rm856116248.

5. **Российская Федерация. Законы.** Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 28.06.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2022) : принят Государственной Думой 19 июля 2000 г. : одобрен Советом Федерации 26 июля 2000 г. // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/?ysclid=ldygl4anza464912439.

6. **Российская Федерация. Министерство природных ресурсов и экологии РФ.** Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов : приказ Минприроды России от 01.11.2013 г. № 477 // Законы, кодексы и нормативно-правовые акты Российской Федерации : сайт. – URL: https://legalacts.ru/doc/prikaz-minprirody-rossii-ot-01112013-n-477/?ysclid=ldygnsimyg866998514.

7. **Иутина, М. М.** Методические проблемы определения размера разового платежа по факту открытия месторождения / М.М. Иутина. – Текст : непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 9. – С. 27-33.

8. **Иутина, М. М.** Критический анализ основных изменений методики по расчету минимального (стартового) размера разового платежа при подготовке аукционов на право пользования участками недр / М.М. Иутина. – Текст : непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 10. – С. 38-45.

УДК 553.98.042:620.9(470+571)

# РОССИЙСКАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ СЫРЬЕВАЯ БАЗА В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

**Л.В. Медведева, В.И. Назаров, О.С. Краснов, Д.М. Меткин**

*АО «Росгеология» (АО «ВНИГРИ-Геологоразведка»), г. Санкт-Петербург*

В статье выполнен анализ структуры мирового и российского энергопотребления; выявлены основные тенденции его развития; описаны проблемы перехода на возобновляемые источники энергии; определены стратегические направления воспроизводства углеводородной сырьевой базы России; предложены структура и содержание геолого-экономического аудита, который позволит оценить промышленный потенциал углеводородной сырьевой базы страны и может служить основой для разработки и корректировки энергетической стратегии России и долгосрочной программы поисков и разведки месторождений нефти и газа.

*Мировое энергопотребление, энергетический переход, возобновляемые источники энергии, геолого-экономический аудит, воспроизводство запасов нефти и газа, углеводородное сырье*

# RUSSIAN HYDROCARBON RESOURCE BASE IN THE CONTEXT OF ENERGY TRANSITION

**L.V. Medvedeva, V.I. Nazarov, O.S. Krasnov, D.M. Metkin**

*Rosgeologiya JSC (VNIGRI-Geologorazvedka JSC), St. Petersburg*

Analyses the structure of global and Russian energy consumption is performed; the main trends in its development are identifies; the problems of transition to renewable energy sources are described; strategic directions of the Russian hydrocarbon raw material base reproduction are identifies; the structure and content of geological and economic audit, which will allow to estimate the country hydrocarbon raw material base industrial potential and can serve as a basis for the development and adjustment of the Russia energy strategy and the long-term oil and gas fields exploration program, are suggested.

*World energy consumption, energy transition, renewable energy resources, geological-economic audit, oil and gas reserves reproduction, hydrocarbon resources*

В настоящее время в мировой экономике наметилась тенденция смены ее энергетического базиса. На сегодняшний день существуют две концепции перспективного ТЭБ – зеленая и традиционная углеводородная. Промышленно развитые страны предпринимают усилия по декарбонизации энергетики и переходу на возобновляемые источники энергии (ВИЭ), что влияет на устойчивость развития нефтегазовой промышленности и воспроизводство ее сырьевой базы.

В последние годы под влиянием темпов научно-технического прогресса мировой топливно-энергетический комплекс вступил в фазу революционных технологических преобразований. Происходит оптимизация структуры энергопотребления при снижении энергоёмкости промышленного производства с одновременным его ростом.

Согласно прогнозу, к 2050 году численность населения в мире может достигнуть 10 млрд чел., при этом уровень мирового потребления первичных энергоресурсов может составить по различным сценариям от 21 до 25 млрд тУТ [5] (рис. 1).

В структуре мирового энергопотребления традиционные виды углеводородного сырья всегда занимали главенствующую роль. В условиях энергоперехода их доля в мировом топливно-энергетическом балансе будет постепенно сокращаться при одновременном росте доли ВИЭ (рис. 2).

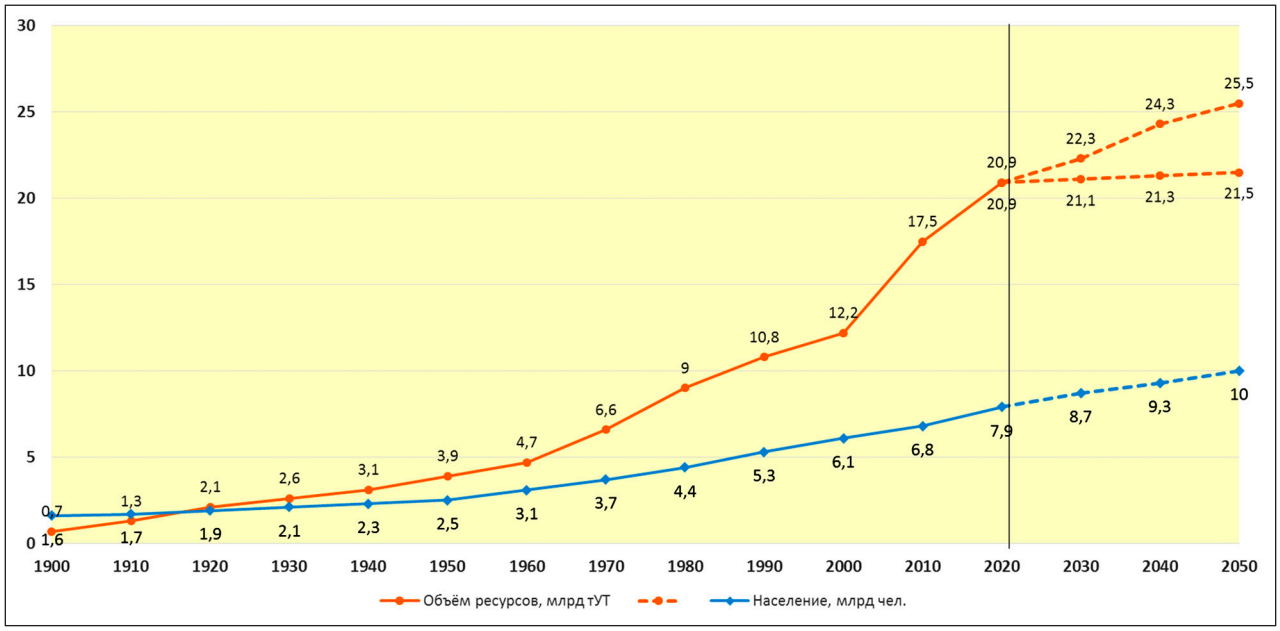



*Рис. 1. Тенденции мирового энергопотребления*

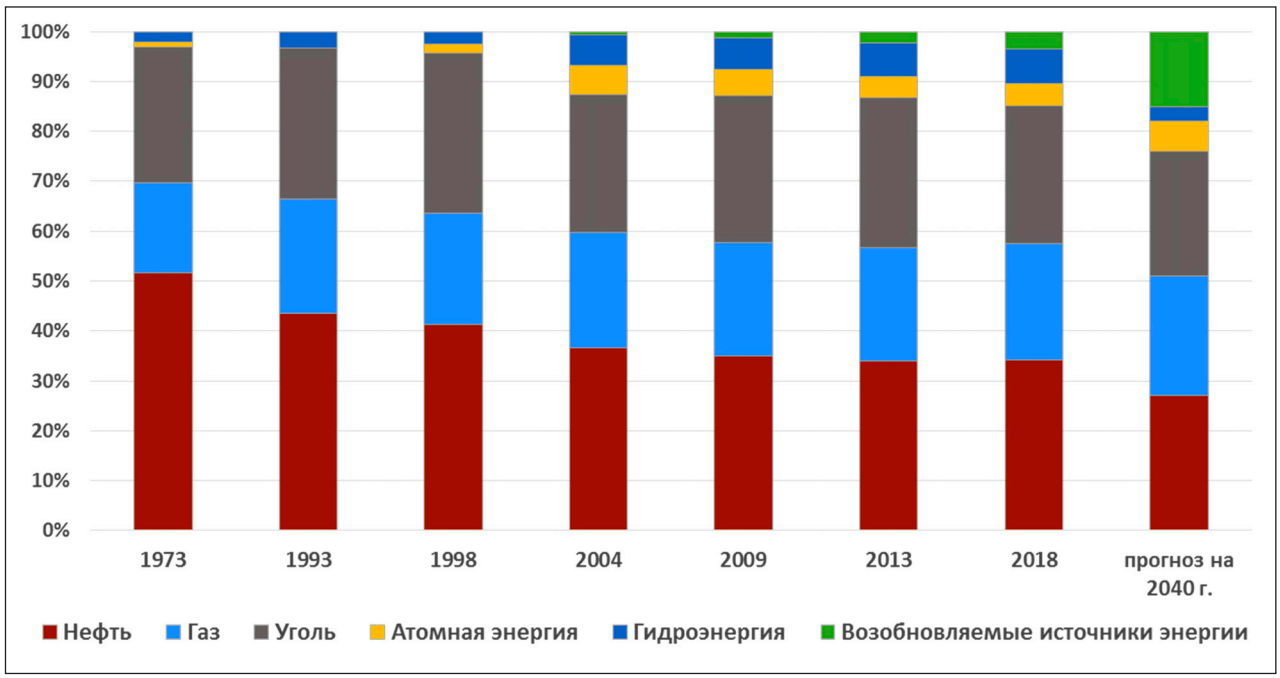



*Рис. 2. Структура мирового энергопотребления*

Согласно прогнозу, к 2040 г. из всех первичных источников энергии только газ может сохранить свои позиции на уровне порядка 25 % суммарного энергопотребления. Доля же нефти в мировом топливно-энергетическом балансе к 2040 году может сократиться, а доля ВИЭ вырасти с сегодняшних 5 % до как минимум 15 % и выше [8].

В качестве основных потребителей нефти как энергетического ресурса останутся Россия и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Хотя и промышленно развитые страны не смогут полностью отказаться от нефти, используя ее как исходное сырье для нефтехимии [4].

В России, согласно прогнозу, доля ВИЭ в структуре энергопотребления России к 2040 году может увеличиться с современного уровня 1 % до порядка 10 % при некотором сокращении доли нефти (рис. 3). Доля газа также скорее всего сохранит свои позиции.

Следует отметить, что резкий крен в сторону ВИЭ создает серьезные проблемы в энергетике. Например, ветряные двигатели генерируют энергию не более 25-35 % времени, а остальное время простаивают. Солнечные батареи производят энергию только 10-15 % календарного времени. Погодные риски, связанные с солнечными, ветровыми и водными источниками энергии, могут привести к тому, что уже построенная энергетическая инфраструктура может оказаться неспособной регулярно выдавать требуемую мощность в сеть, что самым катастрофическим образом отразится на результатах работы конечных потребителей (рис. 4) [7, 9].

В плане экономической эффективности зеленая энергетика на современном этапе ее развития с углеводородной энергетикой конкурировать не способна. Огромные инвестиции в возобновляемую энергетику, размер которых за последние 7 лет превысил 2,6 трлн $, не принесли результата: доля ВИЭ в топливно-энергетическом балансе за этот же период выросла лишь на 3 процентных пункта [6].

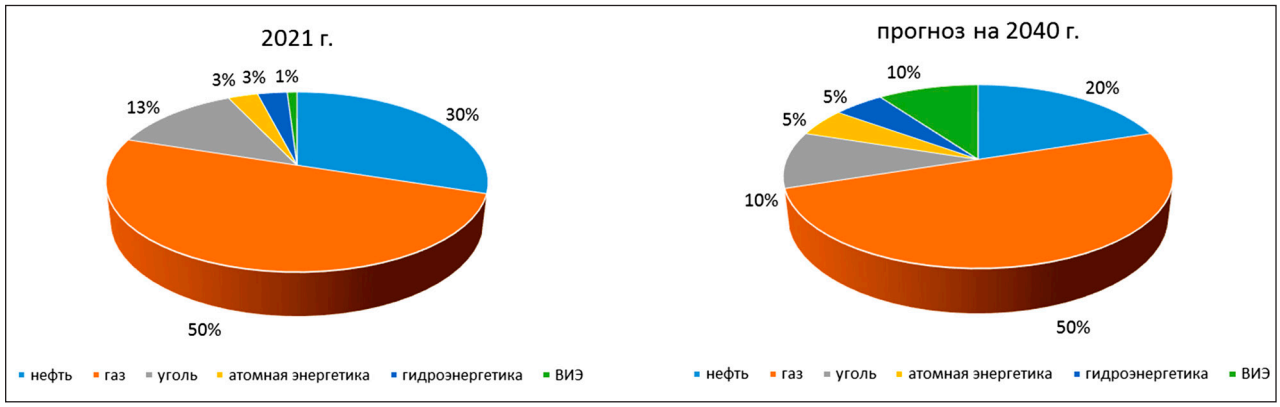



*Рис. 3. Структура энергопотребления в России по видам источников*




*Рис. 4. Проблемы реализации перехода на возобновляемые источники энергии (ВИЭ)*

Вообще в структуре топливно-энергетического баланса быстрые изменения и скачки невозможны. В принципе, он должен быть достаточно консервативен в силу того, что переход от одного энергоисточника к другому сопряжен с необходимостью тактической перестройки потребителей и требует привлечения гигантских инвестиций. Поэтому нефть и газ в среднесрочной перспективе будут востребованы.

Наметившийся энергетический переход в мировом энергопотреблении предъявляет более строгие требования к использованию углеводородной энергетики, так как она должна оставаться более конкурентоспособной по сравнению с другими видами энергетического сырья и альтернативными источниками энергии. Данное положение особенно важно для России, занимающей ведущую роль на мировых энергетических рынках.

Вместе с тем, в развитии отечественной углеводородной сырьевой базы имеются определенные проблемы:

– В настоящее время в России разведанные рентабельные запасы нефти при сложившемся уровне цен составляют порядка 10-11,2 млрд т [2], то есть немногим более половины всех разведанных запасов.

– Основной объем добычи нефти и газа в России приходится на крупные, открытые во времена плановой экономики, месторождения.

– Воспроизводство запасов во многих регионах страны осуществляется за счет их переоценки на находящихся в разработке месторождениях.

– В целом воспроизводство углеводородной сырьевой базы характеризуется ухудшением ее структуры и качества подготавливаемых залежей. Выявляются, как правило, мелкие месторождения, находящиеся в промышленно развитых регионах, или средние и крупные объекты в отдаленных районах или на арктическом шельфе.

– Рентабельность освоения таких месторождений сравнительно невысокая и сопряжена с высокими затратами на их поиски и разведку.

– Наложенные на страну санкции препятствуют вводу в промышленный оборот месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, что требует ускорения развития программы импортозамещения.

В условиях энергетического перехода и обострения конкурентной борьбы на нефтяных и газовых рынках необходима разработка новой Энергетической стратегии России, предусматривающей альтернативные направления освоения отечественной углеводородной сырьевой базы и базирующейся на экономической оценке нефтегазовых объектов на всех стадиях их изучения и освоения.

В настоящее время в стране можно выделить шесть основных направлений воспроизводства углеводородной сырьевой базы (табл. 1), существенно различающихся по горно-геологическим и географо-экономическим условиям и эффективности поисков и разведки месторождений.

К первой группе относятся запасы разрабатываемых месторождений, которые могут быть вовлечены в освоение с помощью применения методов увеличения нефтеотдачи.

Ко второй группе можно отнести вовлечение в разработку невостребованных запасов открытых месторождений, к которым относятся запасы месторождений нераспределенного фонда недр, а также запасы неразрабатываемых и простаивающих в ожидании ввода в эксплуатацию месторождений распределенного фонда недр. Основной объем невостребованных ресурсов нефти приходится на Уральский ФО, а также Приволжский и Северо-Западный ФО; по газу – на Западную Сибирь и арктический шельф.

Третье направление связано с выявлением и разведкой мелких и средних, низкодебитных, глубокопогруженных залежей в старых нефтегазодобывающих районах. Это направление может быть реализовано при внедрении новых технологий и налоговых льгот.

*Таблица 1*

**Стратегические направления освоения углеводородной сырьевой базы России**

| № пп | Направления освоения УВ базы | Объем извлек. ресурсов (по экспертным оценкам ВНИГРИ) | | Условия реализации |
|---|---|---|---|---|
| | | **нефти**, млрд т | **газа**, трлн м$^3$ | |
| 1 | Повышение нефтеотдачи разрабатываемых месторождений | **~ 12-15** | **-** | Привлечение новых технологий извлечения нефти |
| 2 | Вовлечение в разработку невостребованных запасов открытых месторождений | **~ 6,6** | **~ 28,3** | Повышение инвестиционной привлекательности невостребованных запасов за счет новых технологий |
| 3 | Выявление и разведка мелких и средних, низкодебитных, глубокопогруженных залежей в старых нефтедобывающих районах | **~ 12** | **~ 40** | Внедрение новых технологий, налоговые льготы |
| 4 | Выявление и разведка крупных месторождений в новых малообустроенных районах | **~ 28** | **~ 53** | Выделение крупных инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру |
| 5 | Выявление и разведка крупных и уникальных месторождений на арктическом шельфе | **~ 9** | **~ 95** | Создание подводно-подледных технологий разработки месторождений и выделение крупнейших инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру |
| 6 | Вовлечение в освоение нетрадиционных УВ ресурсов (баженовская свита) | **~ 10** | **~ 8** | Привлечение новых технологий, налоговые льготы |

Выявление и разведка крупных месторождений в малообустроенных районах (направление 4) требует привлечения существенных объемов инвестиций в их промышленное обустройство. Сюда относятся главным образом месторождения Восточной Сибири.

Важнейшим стратегическим направлением развития сырьевой базы УВ России является арктический шельф (направление 5), характеризующийся огромным нефтегазовым потенциалом. Его промышленное освоение требует создания подводно-подледных технологий разработки месторождений и выделение крупнейших инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру.

Последним, шестым, направлением является выявление нетрадиционных видов углеводородного сырья. Объем их геологических ресурсов значительно превышает объем традиционных видов УВС.

Если ранжировать нетрадиционные ресурсы по перспективам ввода в освоение и наличию необходимых технологий, то можно выделить:

– возможно рентабельные, то есть имеющие реальные промышленные или опытно-промышленные технологии добычи, вовлечение их в разработку определяется лишь конъюнктурой рынка и рентабельностью разработки;

– условно рентабельные, ввод в разработку которых возможен в отдаленной перспективе;

– проблематичные (гипотетические), для извлечения которых из недр существуют только проектные технологии или технологии и вовсе отсутствуют.

К возможно рентабельным можно отнести природные битумы, метан угольных пластов, горючие сланцы и нефть низкопроницаемых сланцев; к группе условно рентабельных – сланцевый газ; к группе проблематичных – газовые гидраты и водорастворённые газы (табл. 2).

Наиболее перспективным из нетрадиционных видов УВС можно считать сланцевые ресурсы. Согласно экспертным оценкам, объем извлекаемых ресурсов сланцевой нефти в стране составляет порядка 10 млрд т [1], причем разведанная их часть исчисляется пока десятками миллионов тонн. Имеются и существенные ресурсы сланцевого газа.

Рентабельность разработки этого вида ресурсов пока не оценена, но, в принципе, они могут составить конкуренцию шельфовым проектам.

*Таблица 2*

**Оценка нетрадиционных видов углеводородного сырья по приоритетности освоения**

| Вид нетрадиционных источников УВС | Запасы/ресурсы (по экспертным оценкам ВНИГРИ) | Технология освоения |
|---|---|---|
| ***Возможно рентабельные для современного освоения*** | | |
| Природные битумы, млрд т | 25,7/55,0 | Промышленная |
| Метан угольных пластов, трлн м$^3$ | 3,6/83,7 | Опытно-промышленная |
| Горючие сланцы, млрд т | 5,2/61,8 | Промышленная |
| Нефть низкопроницаемых сланцев, млрд т | ?/10,0 | Опытно-промышленная |
| ***Условно рентабельные для освоения в средне- и долгосрочной перспективе*** | | |
| Сланцевый газ, трлн м$^3$ | 5,5/20,0 | Опытно-промышленная |
| ***Проблемные и гипотетические, выходящие за границы планирования*** | | |
| Газовые гидраты, трлн м$^3$ | -/750,0 | Проектная |
| Водорастворенные газы, трлн м$^3$ | -/3650,3 | Нет |

Следует отметить, что центральным условием реализации всех направлений освоения сырьевой базы России является решение проблемы импортозамещения зарубежных технологий, оборудования и программного обеспечения.

Основой принятия оптимальных управленческих решений по выбору направлений освоения сырьевой базы при постоянно меняющихся ценах на углеводородное сырье становится анализ изменений ее инвестиционной привлекательности.

Учитывая постоянную изменчивость конъюнктуры энергетических рынков, колебания цен на нефть и газ, геолого-экономический анализ сырьевой базы должен проводиться систематически в форме геолого-экономического аудита. Рамки такого аудита должны охватывать не только сырьевые активы отдельных компаний, но и в целом суммарный углеводородный потенциал страны.

Действующая в России система учета запасов нефти и газа нацелена на оценку и классификацию локальных углеводородных объектов – месторождений и залежей по величине запасов, степени их разведанности и промышленной значимости.

Необходимо оценивать возможности не только освоенной, но и прогнозируемой углеводородной базы, так как между выявлением новых месторождений и их вводом в разработку существует большой временной лаг, составляющий в новых районах десятки лет.

В полном объеме геолого-экономический аудит углеводородной сырьевой базы в настоящее время не проводится. Однако для месторождений распределенного фонда он проводится достаточно давно, причем преимущественно западными аудиторскими компаниями. В современных же условиях необходимо проводить такой аудит с помощью государственной аудиторской компании, которую можно создать на базе ЦКР и ГКЗ с привлечением специалистов независимых аудиторских компаний.

Система геолого-экономического аудита будет способствовать получению информации о современном состоянии и промышленной значимости разведанной и прогнозной ресурсной базы, находящейся как в ведении компаний, так и в Российской Федерации в целом.

Полученные данные по отдельным месторождениям, прогнозируемым объектам, лицензионным и перспективным участкам позволят оперативно решать текущие и стратегические задачи поисков, разведки и разработки ресурсов УВС (рис. 5) [3].

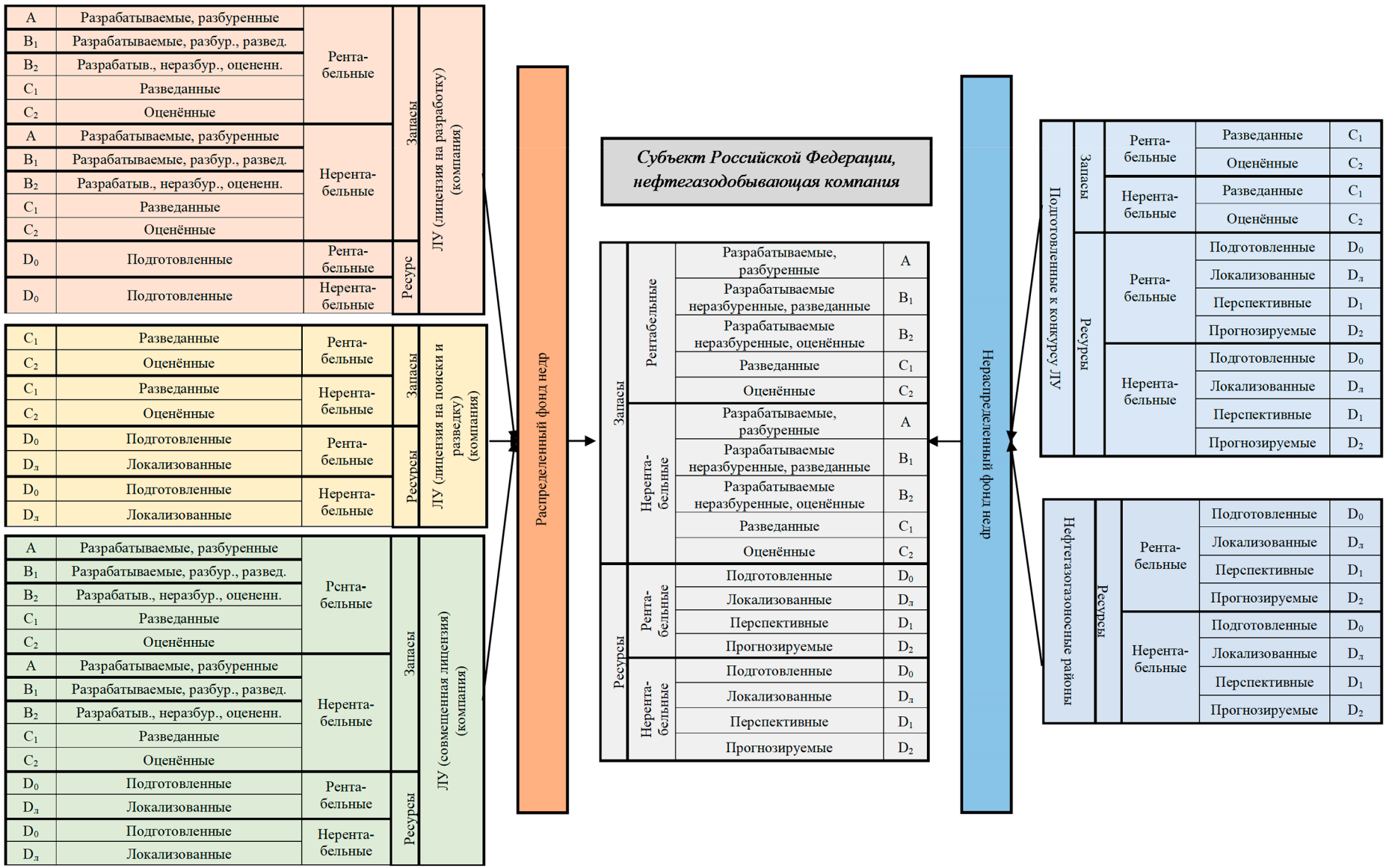



*Рис. 5. Структура геолого-экономического аудита*

## Выводы

В связи с проводимой европейскими странами политикой декарбонизации в мировом энергопотреблении наметился переход в сторону развития возобновляемых источников энергии. В прогнозном мировом топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) на прежнем уровне может сохраниться лишь доля природного газа – около 25 %.

Россия также планирует развивать альтернативную энергетику, однако нефть и газ в российском ТЭБ в долгосрочной перспективе сохранят лидирующие позиции.

Отказ европейских стран от российских нефти и газа, как главных источников энергии, снижает инвестиционный интерес к поискам и разведке новых месторождений, поэтому качество вновь выявляемых месторождений УВС должно обеспечивать их конкурентоспособность по сравнению с другими видами энергетического сырья, в том числе с альтернативными источниками энергии.

Целесообразность добычи и реализации нефти и газа, как первичных энергоносителей, так и ценного химического сырья, должна зависеть, прежде всего, от экономических факторов. Нефть и газ могут долго оставаться базовыми энергоносителями, однако их роль, как источника получения сверхдохода, будет сокращаться.

В условиях энергетического перехода и обострения конкурентной борьбы на нефтяных и газовых рынках необходима разработка новой Энергетической стратегии России, предусматривающей альтернативные направления освоения отечественной углеводородной сырьевой базы и базирующейся на экономической оценке нефтегазовых объектов на всех стадиях их изучения и освоения.

Для реализации стратегических направлений развития российской углеводородной сырьевой базы в условиях жесткой санкционной политики стран Запада необходимо решать проблему импортозамещения оборудования, особенно для разработки трудноизвлекаемых запасов УВС, и наладить логистику для перенаправления транспортных потоков нефти и газа в восточном направлении для сохранения экспортных возможностей.

Для оценки инвестиционной привлекательности углеводородной сырьевой базы страны в современных меняющихся условиях необходимо проведение геолого-экономического аудита, как разрабатываемой, так и разведанной и прогнозной сырьевой базы, который позволит проанализировать количественные и качественные характеристики нефтегазовых объектов, определить факторы, препятствующие их вводу в промышленный оборот, и оценить их конкурентоспособность.

Полученные в результате ГЭА оценки запасов и ресурсов нефти и газа могут служить основой для разработки и корректировки энергетической стратегии России и долгосрочной программы поисков и разведки месторождений нефти и газа.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Варламов, А. И.** Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы традиционных и трудноизвлекаемых углеводородов в России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев [и др.]. – Текст : электронный // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика – 2014. – 9 с. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-naraschivaniya-mineralno-syrievoy-bazy-traditsionnyh-i-trudnoizvlekaemyh-uglevodorodov-v-rossii.

2. **Выгон, Г.** Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений / Г. Выгон, Д. Козлова, С. Клубков. – Текст : электронный // VYGON Consulting. – 2019. – 39 с. – URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/ba0/vygon_consulting_inventorisation.pdf?ysclid=lc02sbilmz280690098.

3. **Давыдов, А. В.** Что показала инвентаризация запасов нефти / А.В. Давыдов. – Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. – 2021. – № 5(113). – С.74-77.

4. **Краснов, О. С.** Проблемы организации и проведения геолого-экономического аудита невостребованных запасов и ресурсов нефти и газа / О.С. Краснов, В.И. Назаров. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – № 3. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/31_2016.pdf.

5. **Новак, А.** Будущее российской нефти в эпоху энергоперехода / А. Новак. – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 24.12.2021. – URL: https://energypolicy.ru/budushhee-rossijskoj-nefti-v-epohu-energoperehoda/business/2021/14/24/?ysclid=lc0329j4ez9510158.

6. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 : монография / Т.А. Митрова, Л.М. Григорьев, Е.Д. Белоцкая, Ф.В. Галкин [и др.]. – Москва: Институт энергетических исследований РАН, 2016. – 201 с. – ISBN: 978-5-91438-023-3. – Текст : непосредственный.

7. **Сечин, И.** Мировой энергокризис возник из-за недофинансирования в нефтяную отрасль. Выступление на XV Веронском Евразийском экономическом форуме / И. Сечин. – Текст : электронный // Независимая газета. – 28.10.2022. – URL: https://www.ng.ru/news/751891.html?ysclid=lc03agovt9994519628.

8. **Симонов, К.** Нефтегазовый комплекс России в период геополитической турбулентности: как найти верный ответ на санкции / К. Симонов. – Текст : непосредственный // Энергетическая политика. – 2022. – № 7(173). – С. 38-57.

9. **Соколов, М. М.** Революционные преобразования в потреблении энергоресурсов в мире / М.М. Соколов. – Текст : непосредственный // Экономика промышленности. – 2019. – Том 12. – № 3. – С. 271-279.

10. **Федорова, Е.** Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии / Е. Федорова, В. Федорова, К. Вовкодав, Е. Каджаева. – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 19.07.2022. – URL: https://energypolicy.ru/prirodnyj-gaz-i-novye-istochniki-energii-put-ot-konkurenczii-k-sinergii/gaz/2022/12/19/?ysclid=lc03gd8okw796563107.

УДК 336.228

# ФОРМИРОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РЕЖИМА НДД

**Н.Н. Захарченко, М.В. Тихонова, Т.Н. Печерин**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

В статье сформулированы и выделены основные перспективные направления развития режима НДД в России. Определены характеристики лицензионных участков недр, согласно которым целесообразно предоставлять перевод участка на режим НДД. Обозначена актуальность корректировки перечня пилотных проектов четвертой группы НДД.

*Экономика недропользования, налогообложение нефтяной отрасли, углеводородное сырье, налог на дополнительный доход*

# FORMATION OF PROPOSALS FOR IMPROVING THE TAX ON ADDITIONAL INCOME FROM HYDROCARBON PRODUCTION (AIT)

**N.N. Zakharchenko, M.V. Tihonova, T.N. Pechyorin**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

The article formulates and highlights the main promising directions for the development of a tax on additional income from hydrocarbon production in Russia. The characteristics of the licensed subsoil plots have been determined, according to which it is advisable to provide a transfer of the plot to a tax on additional income from the extraction of hydrocarbon raw materials. The urgency of adjusting the list of pilot projects of the fourth group of the tax on additional income from the extraction of hydrocarbons is indicated.

*The economics of subsurface use, taxation of the oil industry, hydrocarbon raw materials, tax on additional income from hydrocarbon production (AIT)*

С 1 января 2019 года вступил в действие Федеральный закон № 199-ФЗ «О внесении изменений в Налоговый кодекс Российской Федерации», предусматривающий введение нового режима налогообложения для нефтяного сектора в виде налога на дополнительный доход от добычи УВС [1].

Участки, применяющие режим налогообложения по НДД распределены на 5 групп, преимущественно делимых по территориальному признаку и состоянию разработки.

С момента вступления в действие параметры режима НДД дополнялись, корректировались как с целью усиления фискальной нагрузки, так и с целью большего охвата данным налогом участков недр, содержащих УВС.

В частности, в связи с отменой понижающего коэффициента $К_в$ по НДПИ, была предоставлена возможность перевода участков недр в третью группу НДД, имеющих значение исторической степени выработанности больше или равное 0,8 д. ед.

В тоже время, данное положение НК РФ не учитывает ситуацию, когда первоначально поставленные на Госбаланс запасы УВС на участке недр в процессе их вовлечения в промышленную разработку и уточнения геологического строения месторождения

списываются на 20 и более процентов. В таком случае перевод участка на режим НДД юридически не представляется возможным и в дальнейшем может повлиять на инвестиционную привлекательность, особенно в случае существенного списания запасов на мелких и очень мелких месторождениях.

На примере условного месторождения приведено сопоставление экономических показателей от разработки месторождения в условиях списания запасов, а также возможности актуализации величины НИЗ при расчёте исторической степени выработанности запасов ($С_{ивз}$) с параметрами действующей налоговой системы (ДНС).

*Таблица 1*

**Сопоставление экономических показателей**

| Показатель | Базовая оценка | Списание запасов на 25 % | | Списание запасов на 50 % | |
|---|---|---|---|---|---|
| | ДНС | ДНС | Расчёт $С_{ивз}$ от актуальной величины НИЗ | ДНС | Расчёт $С_{ивз}$ от актуальной величины НИЗ |
| НИЗ по нефти на 01.01.2006 г., тыс. т | 10 000 | 10 000 | 7 500 | 10 000 | 5 000 |
| НИЗ по нефти на 01.01.2021 г., тыс. т | 10 000 | 7 500 | 7 500 | 5 000 | 5 000 |
| Рентабельный период, лет | 49 | 36 | 46 | 32 | 41 |
| NPV, млн руб. | 3 697 | 2 716 | 2 881 | 1 610 | 1 748 |
| Дисконтированный доход государства, млн руб. | 76 356 | 60 977 | 60 813 | 44 418 | 44 279 |

Как свидетельствуют результаты расчётов, при незначительном выпадении дисконтированного дохода государства с момента перехода на НДД срок проекта увеличивается на 10 лет.

В условиях падающей добычи в автономном округе возможность продлить рентабельный срок разработки каждого месторождения, сохраняя рабочие места, экономическую активность населения уже является актуальной задачей для отрасли и государства.

В этой связи видится необходимым внесение в НК РФ возможности актуализации величины НИЗ при расчете исторической степени выработанности запасов в случае их списания. Основанием для корректировки расчета исторической степени выработанности запасов может стать оперативный подсчёт запасов, утвержденный Государственной комиссией по запасам РФ и прошедший государственную экспертизу.

Отличительной особенностью НДД является его положительное влияние на нерентабельных участках недр. На территории ХМАО – Югры к таким можно отнести очень мелкие участки и участки с обводненностью свыше 90 % (табл. 2).

Для определения целесообразности перевода нерентабельных участков недр на НДД приведена оценка экономических показателей эффективности разработки шести месторождений ХМАО – Югры в сопоставлении с условиями действующей налоговой системы.

В таблице 3 приведена оценка по высокообводненным участкам недр, имеющим утвержденный вариант разработки с отрицательным NPV. Лицензионные участки № 1-2 разрабатываются в условиях ДНС, ЛУ № 3 является пилотным проектом НДД 3 группы и имеет NPV < 0. Обводненность продукции на рассматриваемых участках недр превышает 90 %.

*Таблица 2*

**Количественное распределение очень мелких участков и обводненных участков на территории ХМАО – Югры**

| **Не вовлечённые в разработку участки недр с начальными извлекаемыми запасами до 1 млн т** | **Участки недр, с обводненностью свыше 90 %** |
|---|---|
| РФН – 38 ЛУ<br>НФН – 25 ЛУ | 90-95 % – 13 ЛУ<br>95-98 % – 22 ЛУ<br>>98 % - 6 ЛУ |
| **Предложения по стимулированию разработки нерентабельных участков недр** | |
| Отнесение не введенных в разработку участков недр, содержащих начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий менее 1 млн т по состоянию на 01.01.2022 г. в 4-ю группу НДД | Критерии отнесения участков:<br>Фактическая степень выработанности запасов равна или превышает 80 %;<br>Обводненность по участку недр превышает 90 %;<br>Условия налогообложения при НДД:<br>Обнуление НДПИ ($Ст_{НДПИ}$ = 0 руб/т) после завершения рентабельного периода (на основании ТЭО) |

По состоянию на 01.01.2022 г. лицензионные участки недр № 1-2 имеют фактическую степень выработанности запасов свыше 90 %, историческую степень выработанности запасов 76 и 72 % соответственно.

В связи с низким темпом отбора запасов ЛУ № 1 сможет достигнуть $С_{ивз}$ = 0,80 через 24 года, ЛУ № 2 перевести на НДД не представляется возможным, т.к. величина НИЗ на 01.01.2022 г. составляет 79,97 % от величины НИЗ на 01.01.2006 г.

Таким образом, можно сделать вывод о наличии группы высокообводненных участков недр, которые потенциально могут ввести в преждевременную консервацию по организационно-экономическим причинам.

С учётом низких темпов ввода в промышленную разработку новых месторождений, доля высокообводненных участков недр будет расти, что может повлиять на социально-экономическое развитие моногородов в ХМАО – Югре в среднесрочной перспективе.

В случае перевода участков недр № 1-2 на режим НДД значение NPV переходит в положительную плоскость. При обнулении НДПИ по окончании рентабельного периода, продолжительность последнего увеличивается в среднем в 1,5 раза, действующий пилотный проект (ЛУ № 3) становится экономически целесообразным. Диапазон снижения налоговой нагрузки по рассматриваемым участкам составляет 5 450-7 200 руб/т.

В связи с вышеизложенным видится целесообразным создание группы НДД, включающей высокообводненные участки недр. Предлагаемые критерии для включения в группу: фактическая степень выработанности запасов ≥ 0,80 и обводненность продукции свыше 90 %.

Ввод в разработку очень мелких лицензионных участков недр с величиной НИЗ до 1 млн т в условиях действующей налоговой системы не всегда экономически целесообразен, особенно в районах с неразвитой инфраструктурой (таблица 4).

При наличии возможности применения понижающего коэффициента $К_з$ по НДПИ для таких лицензионных участков большее значение имеет льготирование на начальной стадии разработки (рис. 1).

Предоставляя возможность применения режима НДД на очень мелких лицензионных участках недр государство ничего не теряет, т.к. в худшем случае без дополнительных стимулов такие участки не будут вводится в разработку и, соответственно, не будут приносить доходы государству в виде налогов и платежей.

*Таблица 3*

**Оценка экономической эффективности перевода на НДД высокообводненных участков недр**

| **Лицензионный участок № 1** | | | **Лицензионный участок № 2** | | | **Лицензионный участок № 3** | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| НИЗ кат. $AB_1B_2C_1C_2$ на 01.01.2006 г., тыс. т | | | | | | | |
| 5 824 | | | 3 021 | | | 3 107 | |
| НИЗ кат. $AB_1B_2C_1C_2$ на 01.01.2022 г., тыс. т | | | | | | | |
| 4720 (81,04 % от НИЗ 2006 г.) | | | 2416 (79,97 % от НИЗ 2006 г.) | | | 4 062 | |
| Степень выработанности запасов на 01.01.2022 г. | | | | | | | |
| 94 % | | | 90 % | | | 83 % | |
| Степень выработанности запасов на 01.01.2006 г. ($С_{ивз}$) | | | | | | | |
| 76 % | | | 72 % | | | 109 % | |
| Обводненность действующих скважин | | | | | | | |
| 98 % | | | 91 % | | | 94 % | |
| Проектный срок разработки, лет | | | | | | | |
| 50 | | | 35 | | | 53 | |
| ДНС | Перевод в 3-ю группу НДД | НДД 3 гр + НДПИ = 0 после рент. периода | ДНС | Перевод в 3-ю группу НДД | НДД 3 гр + НДПИ = 0 после рент. периода | Пилотный проект НДД 3 группы | НДД 3 гр + НДПИ = 0 после рент. периода |
| Дисконтированный доход государства, млн руб. | | | | | | | |
| 3 341 | 2 715 | 2 702 | 3 497 | 2 908 | 2 838 | 5 761 | 4 366 |
| Налоговая нагрузка, руб./т | | | | | | | |
| 27 665 | 23 308 | 22 213 | 29 291 | 24 003 | 22 096 | 24 313 | 18 461 |
| NPV, млн. руб. | | | | | | | |
| -230 | 397 | 410 | -214 | 375 | 445 | -59 | 1 336 |
| Рентабельный период, лет | | | | | | | |
| - | 27 | 43 | 2 | 14 | 20 | - | 52 |

*Таблица 4*

**Оценка экономической эффективности перевода лицензионных участков недр с НИЗ менее 1 млн т в 4 группу НДД**

| Лицензионный участок № 4 | | Лицензионный участок № 5 | | Лицензионный участок № 6 | |
|---|---|---|---|---|---|
| НИЗ кат. $АВ_1В_2С_1С_2$ на 01.01.2022 г., тыс. т | | | | | |
| 573 | | 849 | | 705 | |
| Капитальные затраты, млн руб. | | | | | |
| 3 883 | | 5 375 | | 5 294 | |
| Проектный срок разработки, лет | | | | | |
| 48 | | 51 | | 50 | |
| ДНС | 4 группа НДД | ДНС | 4 группа НДД | ДНС | 4 группа НДД |
| Дисконтированный доход государства, млн руб. | | | | | |
| 6 642 | 6 183 | 9 142 | 8 753 | 7 568 | 7 388 |
| Налоговая нагрузка, руб./т | | | | | |
| 24 615 | 24 562 | 25 423 | 25 463 | 25 744 | 26 208 |
| NPV, млн руб. | | | | | |
| -197 | 262 | -136 | 254 | -135 | 45 |
| Рентабельный период, лет | | | | | |
| - | 23 | - | 26 | - | 35 |

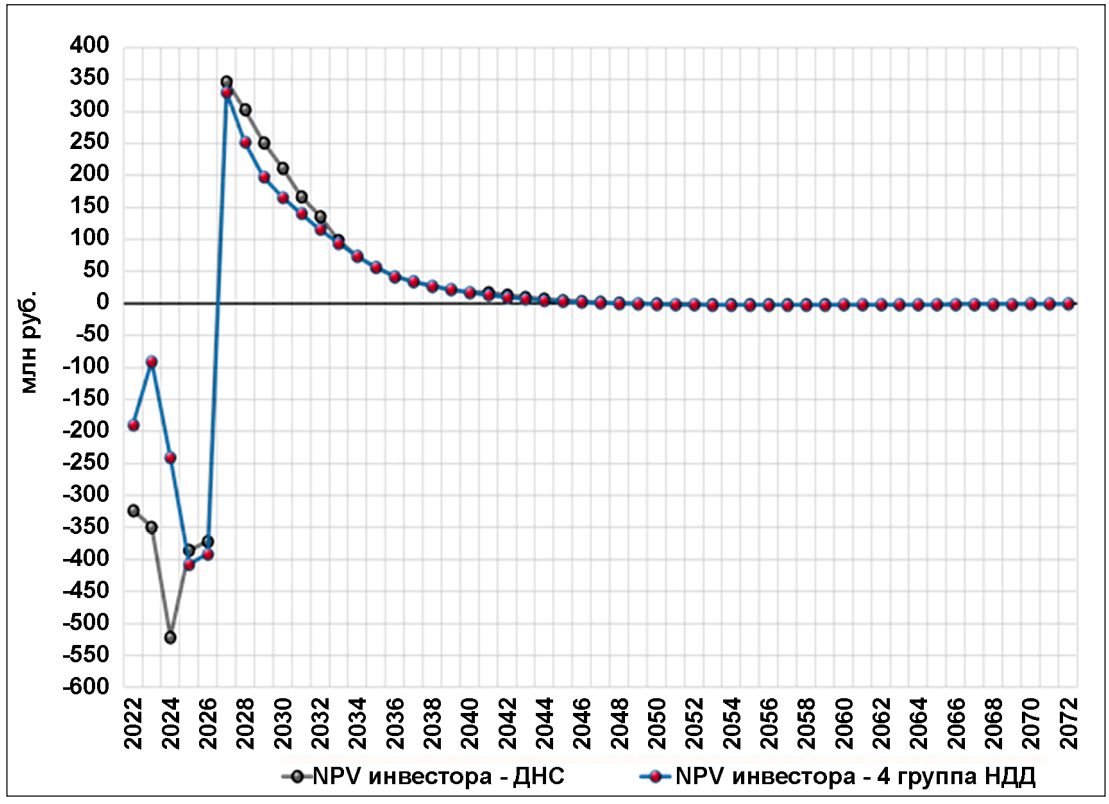



*Рис. 1. Сопоставление динамики годового NPV на очень мелком участке недр при разных режимах налогообложения*

В случае ввода в разработку очень мелких лицензионных участков недр (находящихся в распределенном фонде недр) можно оценочно привлечь в автономный округ около 150 млрд руб. инвестиций.

## Корректировка перечня пилотных проектов НДД на территории ХМАО – Югры

Условия налогообложения, в зависимости от конкретной группы НДД, отличаются в основном значениями применяемого понижающего коэффициента $K_г$ к НДПИ, наличием возможности применения вычета по НДПИ.

Для третьей и четвертой групп НДД были сформированы перечни пилотных проектов (далее – ПП), географические координаты которых закреплены в п.1 ст. 333.45 НК РФ [2].

В соответствии с пп.4 п.1 ст. 333.45 НК РФ для включения в перечень пилотных проектов четвертой группы НДД одновременно должно быть выполнено два условия:

1. Степень выработанности запасов нефти на участке недр меньше или равна 0,05 на 01.01.2017 г.;
2. Начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр менее 45 млн т на 01.01.2017 г.

По состоянию на 01.01.2022 г. пилотные проекты четвертой группы НДД имеют низкую степень выработанности запасов и совокупный годовой объём добытой нефти 3,2 млн т (табл. 5).

Участки, осуществившие переход на НДД в 2019 году, имеют общую тенденцию к увеличению капитальных вложений. В целом на пилотных проектах 4 группы НДД капитальные вложения увеличились в 1,6 раза по отношению к 2020 году и составили 31,3 млрд руб.

Согласно данным отчетности ФНС поступления по НДД и НДПИ пилотных проектов четвертой группы существенно возросли, что обусловлено во многом восстановлением цен на мировом рынке нефти.

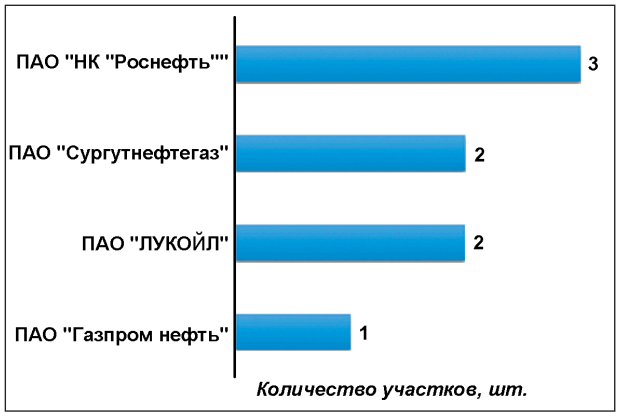



*Рис. 2. Количественное распределение действующих пилотных проектов НДД четвертой группы на территории ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2022 г.*

*Таблица 5*

**Результаты деятельности ПП 4 гр. НДД в ХМАО – Югре**

| Показатель | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|
| Объем добытой нефти, млн т | 0,9 | 1,8 | 3,2 |
| Инвестиции, млрд руб. | 9,1 | 19,2 | 31,3 |
| НДД, млрд руб. | 0,5 | 1,2 | 22,4 |
| НДПИ млрд руб. | 4,8 | 8,8 | 32,7 |

В соответствии с пп.4 п.1 ст. 333.45 НК РФ общее количество пилотных проектов четвертой группы НДД на территории Югры – 23 лицензионных участка недр, из которых только 8 участков переведены на НДД, что составляет 35 % от их общего числа.

Действующие пилотные проекты разрабатываются ВИНКами, количественное распределение которых представлено на рисунке 2. Большее количество пилотных проектов реализуется ПАО «НК «Роснефть».

65 % или 15 ЛУ из 23 не участвуют в апробации НДД. Подавляющее большинство данных участков передано в 2016 году независимым недропользователям (за исключением Овального ЛУ). С момента выдачи лицензий участки недр в разработку не

введены, ГРР согласно условиям лицензионных соглашений, на большинстве участков не проведены.

Актуальность формирования альтернативного перечня ПП четвертой группы НДД обусловлена низкой вовлеченностью таких участков в апробацию налогового механизма. В этой связи имеет смысл провести сопоставление эффективности вовлечения в режим НДД утвержденных пилотных проектов по субъектам РФ.

По состоянию на 01.01.2022 г. общее количество пилотных проектов в четвертой группе НДД по России составляет 32 участка недр, из них 23 ЛУ расположены в ХМАО – Югре, что составляет 72 % от общего количества (табл. 6).

*Таблица 6*

**Структура перечня пилотных проектов 4 гр. НДД в РФ на 01.01.2022 г.**

| Субъект РФ | Количество ПП на 01.01.2022 г. | в т.ч. действующих ПП | Доля действующих ПП, % | Доля в общем количестве ПП РФ, % |
|---|---|---|---|---|
| ХМАО – Югра | 23 | 8 | 35 | 72 |
| Оренбургская обл | 6 | 6 | 100 | 19 |
| Республика Коми | 2 | 2 | 100 | 6 |
| Тюменская обл | 1 | 1 | 100 | 3 |

Большая часть действующих пилотных проектов расположены в ХМАО – Югре (8 ПП) и Оренбургской области (6 ПП).

Исходя из данных отчетности 5-НДД от ФНС России следует, что в Оренбургской области, Республике Коми и Тюменской области (юг) вовлечены все пилотные проекты, утвержденные в пп.4 п.1 ст. 333.45 НК РФ. Эффективность вовлечения ПП в режим НДД на территории данных субъектов РФ составляет 100 %.

Общая эффективность вовлечения пилотных проектов в режим НДД по России находится на субъективно низком уровне и составляет 53 %, что очевидно обусловлено наличием бездействующих 15 пилотных проектов на территории Югры, принадлежащих недобросовестным недропользователям.

В связи с принятием федерального закона № 234-ФЗ от 28.06.2022 г. с начала января 2023 года действующий перечень пилотных проектов для 3 и 4 групп НДД на территории Югры расширяется на 16 и 48 ЛУ соответственно [3].

В результате с января 2023 года структура перечня пилотных проектов 4 группы НДД существенно изменится. Общее количество пилотных проектов для четвертой группы НДД составит 88 участков недр. Доля количества пилотных проектов ХМАО – Югры в перечне ПП по России увеличится с 72 до 81 % (рис. 3).

В таком случае, если количество действующих пилотных проектов ХМАО – Югры будет оставаться неизменным (8 ЛУ), значение доли вовлеченных в НДД участков может снизиться с 35 до 11 %.

В настоящее время на территории ХМАО – Югры сосредоточена большая часть пилотных проектов четвертой группы НДД. При этом отмечается низкая вовлеченность ПП в апробацию НДД за счёт наличия участков недр, принадлежащих недобросовестным недропользователям (35 % действующих ПП по состоянию на 01.01.2022 г.).

Перенос сроков ввода в разработку данных участков недр оказывает негативное влияние:

– на инвестиционный климат в автономном округе. Оценочно объем инвестиций от разработки 15 бездействующих пилотных проектов может составлять не менее 60 млрд руб.;

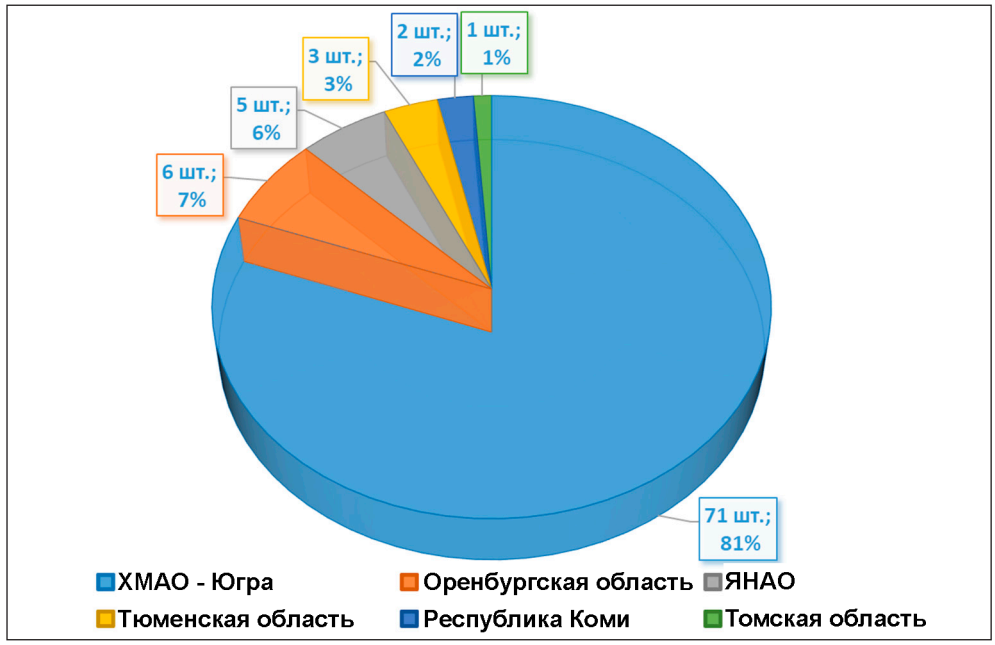



*Рис. 3. Количественное распределение пилотных проектов НДД четвертой группы в разрезе субъектов РФ с 01.01.2023 года*

– на величину налоговых доходов бюджета ХМАО – Югры от разработки участков;

– на уровень социально-экономического развития автономного округа (уровень безработицы, создание новых рабочих мест, влияние на деятельность смежных отраслей и т.д.).

При этом отмечается тенденция к распространению режима НДД на нефтедобывающую отрасль. С 01.01.2023 года 35 % лицензионных участков недр в РФН ХМАО – Югры будут иметь возможность применять режим НДД.

С учётом значительного количества месторождений ХМАО – Югры, находящихся на стадии падающей добычи, количество участков недр, разрабатываемых в режиме НДД будет ежегодно увеличиваться.

Таким образом, можно считать обоснованной необходимость корректировки перечня пилотных проектов 4 группы НДД в ХМАО – Югре, что будет в дальнейшем способствовать улучшению инвестиционного климата в автономном округе, а также стимулированию вовлечения в промышленную разработку месторождений, находящихся в разведке.

По итогам вышеизложенного стоит подчеркнуть важную роль режима НДД в нефтедобывающей отрасли РФ в обозримом будущем, а также тезисно обобщить основные направления его развития:

1) Внесение в НК РФ возможности актуализации величины НИЗ при расчете исторической степени выработанности запасов в случае списания запасов;

2) Распространение режима НДД на очень мелкие участки и участки с высокой обводненностью;

3) Корректировка перечня пилотных проектов НДД на территории ХМАО – Югры.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Российская Федерация. Законы.** О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации : Федер. закон № 199-ФЗ : принят Государственной Думой 5 июля 2018 г. : одобрен Советом Федерации 13 июля 2018 г. : послед. ред. // КонсультантПлюс : сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302868/?ysclid=ldwkpsrh7r608629877. – Текст : электронный.

2. **Российская Федерация. Законы.** Объект налогообложения : НК РФ статья 333.45 : введена в Федеральным законом от 19.07.2018. № 199-ФЗ // КонсультантПлюс : сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/0a997e8f74f5a73f005b47362cfbea3a30154607/?ysclid=ldwknxuenj114043220. – Текст : электронный.

3. **Российская Федерация. Законы.** О внесении изменений в главу 25.4 части второй Налогового кодекса Российской Федерации : Федер. закон № 234-ФЗ : принят Государственной Думой 15 июня 2022 г. : одобрен Советом Федерации 22 июня 2022 г. : послед. ред.// КонсультантПлюс : сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_420368/?ysclid=ldwleq18u6498117963. – Текст : электронный.

УДК 502.64(571.122)

# ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРАКТИКЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР ХМАО – ЮГРЫ

**С.Л. Рыльчикова, Л.Н. Казанцева**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

В статье рассматриваются особенности лицензирования недр на территории ХМАО – Югры при наличии экологических ограничений, таких как особо охраняемые территории, зелёные и лесопарковые зоны, ценные леса, земли населённых пунктов и расположенные на них городские леса, водно-болотные угодья, земли сельскохозяйственного назначения.

*Недропользование, лицензирование, ООПТ, экология, леса*

# ENVIRONMENTAL RESTRICTIONS ON SUBSOIL USE IN THE PRACTICE OF SUBSOIL LICENSING OF KHANTY-MANSI AUTONOMOUS OKRUG – YUGRA

**S.L. Rylchikova, L.N. Kazantseva**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

The article discusses the features of subsoil licensing in the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra in the presence of environmental restrictions, such as specially protected areas, green and forest park areas, valuable forests, land of settlements and urban forests located on them, wetlands, agricultural land.

*Subsoil use, licensing, protected areas, ecology, forests*

Нефтегазовый потенциал ХМАО – Югры огромен, а лицензирование недр – первый шаг на пути его реализации, что очень важно для экономического развития нашей страны.

В настоящее время (ноябрь 2022 г.) в автономном округе недропользование лицензировано на 25 млн га, что составляет 46 % от территории ХМАО – Югры. Действует 459 долгосрочных лицензий на поиск и добычу углеводородов и 119 лицензий на геологическое изучение недр. Кроме того, в ближайшее время планируется к лицензированию ещё 4 млн га, это 38 участков недр для геологического изучения и 57 участков для разведки и добычи углеводородного сырья. Программа лицензирования рассчитана на 2023 год.

Однако не все территории могут быть включены в лицензирование недр. Существуют запреты и ограничения. В первую очередь, это требования экологии и рационального природопользования. В законодательстве такие нормы содержатся в Земельном, Водном и Лесном кодексах, законе «Об особо охраняемых природных территориях», региональных актах.

Запреты и ограничения должны быть учтены при лицензировании недр и отражены в материалах лицензирования. С января 2022 года в связи с изменениями законодательства о недрах появились новые требования по включению в перечни участков недр координат угловых точек зон с ограниченным или запрещённым недропользованием.

Земельный кодекс [1] выделяет 7 категорий земель, распределение которых в ХМАО – Югре крайне неоднородно (табл. 1).

*Таблица 1*

**Распределение земельного фонда по категориям, тыс. га**

| Категория земель | Площадь, тыс. га [2] | Доля, % | Недропользование |
|---|---|---|---|
| Земли промышленности, транспорта, связи | 331,2 | 0,6 | разрешено |
| Земли запаса | 1991,7 | 3,7 | разрешено |
| Земли водного фонда | 501,8 | 0,9 | разрешено* |
| Земли лесного фонда | 48661,1 | 91 | разрешено с ограничениями |
| Земли сельскохозяйственного назначения | 611,9 | 1,1 | запрещено, требуется изменение категории |
| Земли населённых пунктов | 507,6 | 0,9 | запрещено |
| Земли особо охраняемых территорий | 874,8 | 1,6 | запрещено |
| **Итого** | **53 480,1** | **100** | |

**Кроме ООПТ и ВБУ*

На землях промышленности, землях запаса, землях водного фонда недропользование разрешено, однако, их суммарная площадь не превышает 2,8 млн га или 5,2 % территории ХМАО – Югры.

На землях особо охраняемых природных территорий (ООПТ), землях населённых пунктов и землях сельхозназначения недропользование запрещается. Их суммарная площадь составляет 1,994 млн га или 3,6 % территории округа.

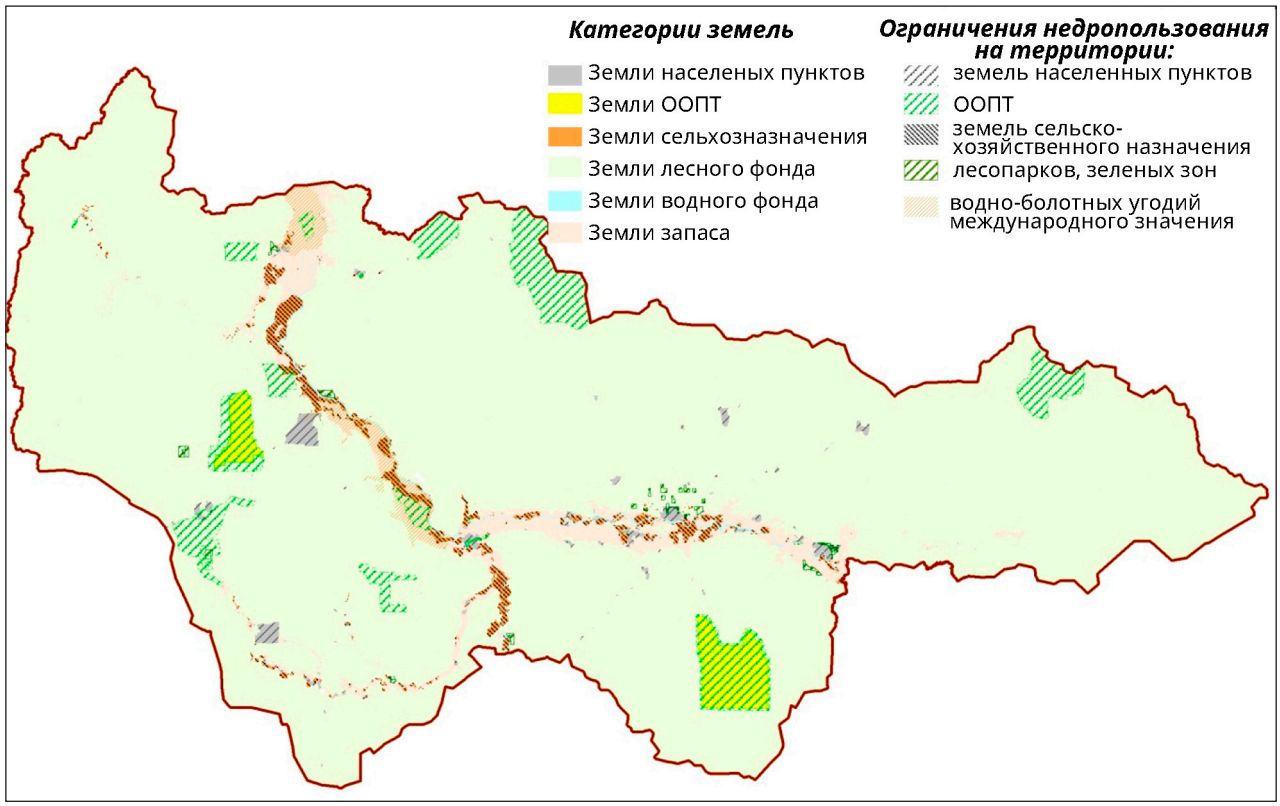



*Рис. 1. Ограничения недропользования на землях различных категорий*

Наиболее строгий правовой режим на **землях особо охраняемых территорий** и объектов. В ХМАО – Югре это **874,6 тыс. га**, включающих в себя территории государственных природных заповедников (ГПЗ) федерального значения «Юганский» – на площади 648,8 тыс. га и «Малая Сосьва» – на площади 226,0 тыс. га. В пределах заповедников земля, её недра, и водное пространство со всеми находящимися в их пределах объектами изъяты из хозяйственной деятельности и переданы в бесплатное, бессрочное (постоянное) пользование ГПЗ «Малая Сосьва» и ГПЗ «Юганский». Земли изъяты из лесного фонда [3, 4].

**Земли сельхозназначения** имеют ряд особенностей, важнейшей из которых является плодородие. Поэтому такие земли подлежат особой охране. Площадь земель сельхозназначения в автономном округе составляет **611,9 тыс. га**; 560,1 тыс. га находится в государственной и муниципальной собственности (91,5 %), 51,6 тыс. га – в частной [2]. Использование этих земель для осуществления недропользования не предусмотрено (ст. 78 [1]).

На территории ХМАО – Югры расположено 195 населённых пунктов, в том числе 16 городов, 24 посёлка городского типа, 58 посёлков, 45 сёл и 51 деревня [5]. К категории **земель населённых пунктов** в ХМАО – Югре относится **507,6 тыс. га** (0,9 % от территории ХМАО – Югры). Из них площадь земель городских населенных пунктов составляет 383,9 тыс. га; площадь сельских населенных пунктов – 123,7 тыс. га [2].

Использование этих земель осуществляется согласно градостроительным регламентам. Недропользование не предусмотрено. В пределах распределённого фонда недр расположено 90 населённых пунктов.

В соответствии со ст. 8 Закона РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» пользование недрами на территориях населённых пунктов, пригородных зон, объектов промышленности, транспорта и связи может быть частично или полностью запрещено в случаях, если это пользование может создать угрозу жизни и здоровью людей, нанести ущерб хозяйственным объектам или окружающей среде.

Кроме того, недропользование запрещено на территории городских лесов (ст. 116 [7]). Городские леса на землях населённых пунктов занимают 199,5 тыс. га и расположены в черте городов Сургут, Радужный, Урай, Нижневартовск, Ханты-Мансийск, Белоярский.

Земли лесного фонда – наиболее распространённая категория земель в ХМАО – Югре. Площадь **земель лесного фонда** на 01.10.2022 г. составляет **48661,1 тыс. га** или 91 % от площади округа. Эти земли могут быть использованы для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых (ст. 25, п.11 [7]).

Исключение составляют защитные леса и особо защитные участки лесов (гл. 17 [7]). К защитным лесам относятся леса, которые являются природными объектами, имеющими особо ценное значение, и в отношении которых устанавливается особый правовой режим использования, охраны, защиты, воспроизводства лесов (гл. 17 [7]).

В ХМАО – Югре выделяются следующие категории защитных лесов (ст. 111 [7]):

1) леса, расположенные на особо охраняемых природных территориях (ст. 112 [7]);

2) леса, расположенные в водоохранных зонах (ст. 113 [7]);

3) леса, выполняющие функции защиты природных и иных объектов (ст.114 [7]): защитные полосы лесов, зелёные зоны, лесопарковые зоны;

4) ценные леса (ст. 115 [7]):

– орехово-промысловые зоны;

– нерестоохранные полосы.

5) городские леса (ст. 116 [7]).

Кроме того, во всех категориях лесов выделяются особо защитные участки лесов (ст. 119 [7]).

Использование лесов в ХМАО – Югре осуществляется в соответствии с «Лесным планом ХМАО – Югры» и лесохозяйственными регламентами лесничеств, которых в автономном округе 14 .

По данным из реестра долгосрочной аренды лесных участков на 01.07.2019 г. использование лесов для выполнения работ по геологическому изучению недр, для разработки месторождений полезных ископаемых осуществлялось на 13392 лесных участках на площади 318,9 тыс. га [8].

Особенностью автономного округа является преимущественное получение доходов от использования земель лесного фонда предприятиями топливно-энергетического комплекса. Основными источниками поступления доходов от использования лесов автономного округа в прогнозе до 2028 года будут являться выполнение работ по геологическому изучению недр, разработка месторождений полезных ископаемых – 2874 654,5 тыс. руб. [9].




*Рис. 2. Лицензирование недр и ООПТ в ХМАО – Югре*

**1. ООПТ.** В ХМАО – Югре созданы 24 особо охраняемые природные территории, в том числе: 4 природных парка, 10 памятников природы регионального и местного значения, 8 заказников федерального и регионального значения, 2 заповедника.

Недропользование запрещено повсеместно. Все ООПТ, за исключением заповедников, расположены на землях лесного фонда, и поэтому, помимо законодательства об ООПТ, дополнительно охраняются и лесным законодательством. Кроме того, у 15 ООПТ имеются охранные зоны, правовой режим которых также запрещает недропользование. Площадь ООПТ на землях лесного фонда 1762,9 тыс. га, охранных зон – 301,2 тыс. га. В сумме более 2 млн га.

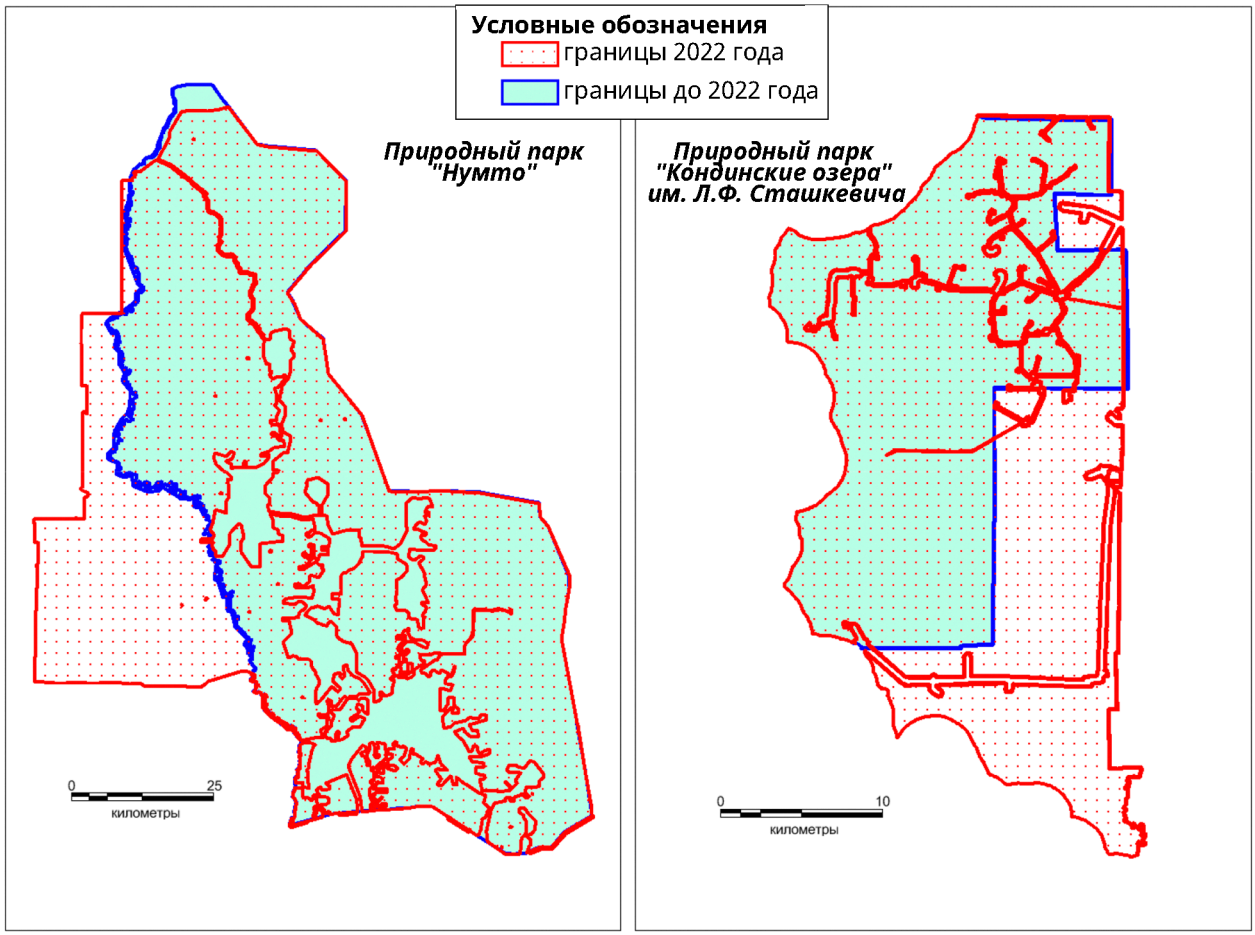



*Рис. 3. Изменение границ природных парков в 2022 году*

Необходимо отметить, что в ХМАО – Югре осуществлялось недропользование в пределах природных парков «Кондинские озёра» и «Нумто» по лицензиям, которые были выданы до момента организации ООПТ. Территория природных парков разделялась на функциональные зоны, в пределах зон хозяйственного освоения разрешалось недропользование на особых природосберегающих условиях, которые были нормативно утверждены в положениях о соответствующих ООПТ. Однако в 2017 году суд ХМАО – Югры решил, что отнесение лесов на территории ООПТ к категории эксплуатационных, а значит, допускающих хозяйственную деятельность, незаконно [10]. Позже, в 2018 году, Верховный суд РФ подтвердил справедливость данного решения [11]. Перевод лесов на территории ООПТ из категории эксплуатационных в категорию защитных делал невозможным в дальнейшем недропользование на этих землях.

В итоге было принято решение о необходимости изменения границ природных парков. Территории под промышленными объектами были исключены из состава ООПТ, в качестве компенсации территории парков были увеличены за счёт прилегающих земель, ценных экологически. Так, в 2022 году площади парков увеличились на 45 % и на 7 % (рис. 3).

**2. Зелёные зоны и лесопарковые зоны.** В ХМАО – Югре выделено 11 зелёных зон и 1 лесопарковая зона вокруг городов Нижневартовск, Ханты-Мансийск, Сургут и поселков Агириш, Березово, Октябрьское, Кондинское, Горноправдинский.

Их общая площадь 94,3 тыс. га. Недропользование здесь запрещено.

**3. Городские леса** расположены на землях населённых пунктов, но также охраняются и лесным законодательством. Их площадь в ХМАО – Югре 199,5 тыс. га.

**4. Ценные леса.** В частности, это орехово-промысловые зоны, которые выделены в Березовском, Мегионском, Нефтеюганском, Нижневартовском, Няксимвольском, Октябрьском, Самаровском, Сургутском и Юганском лесничествах. Их суммарная площадь составляет 307256 га.

В ХМАО – Югре образовано и занесено в региональный реестр 475 территорий традиционного природопользования (ТТП), общей площадью 13,3 млн га. Общая площадь перекрытия ТТП с лицензионными участками распределённого фонда недр по округу в целом составила 7,4 млн га или 55,7 % от площади ТТП (рис. 4). Пользователь недр обязан согласовать с представителями коренных малочисленных народов Севера (КМНС) схему размещения промысловых объектов [12], оплатить убытки [13]. Для этого между недропользователями и КМНС заключаются экономические соглашения. Общее количество ТТП, попадающих на лицензионные участки полностью или частично составляет 329 шт., из них 127 ТТП охвачено экономическими соглашениями. В период с 2016 по 2020 годы в округе происходило ежегодное увеличение площади пересечения лицензионных участков с ТТП (увеличение произошло на 3 %). Однако, за 2021 год площадь пересечения достаточно резко уменьшилась почти на 4 %. В основном, столь резкое уменьшение площади связано с прекращением права пользования участков недр с лицензиями, выданными на геологическое изучение с целью поисков и оценки и передачей их обратно в нераспределенный фонд недр (НРФН), ранее эти участки имели пересечения с ТТП. Причинами для возврата было аннулирование лицензии по инициативе владельца ЛУ и по окончанию срока действия лицензии. Ежегодно по запросу Департамента недропользования и природных ресурсов ХМАО –

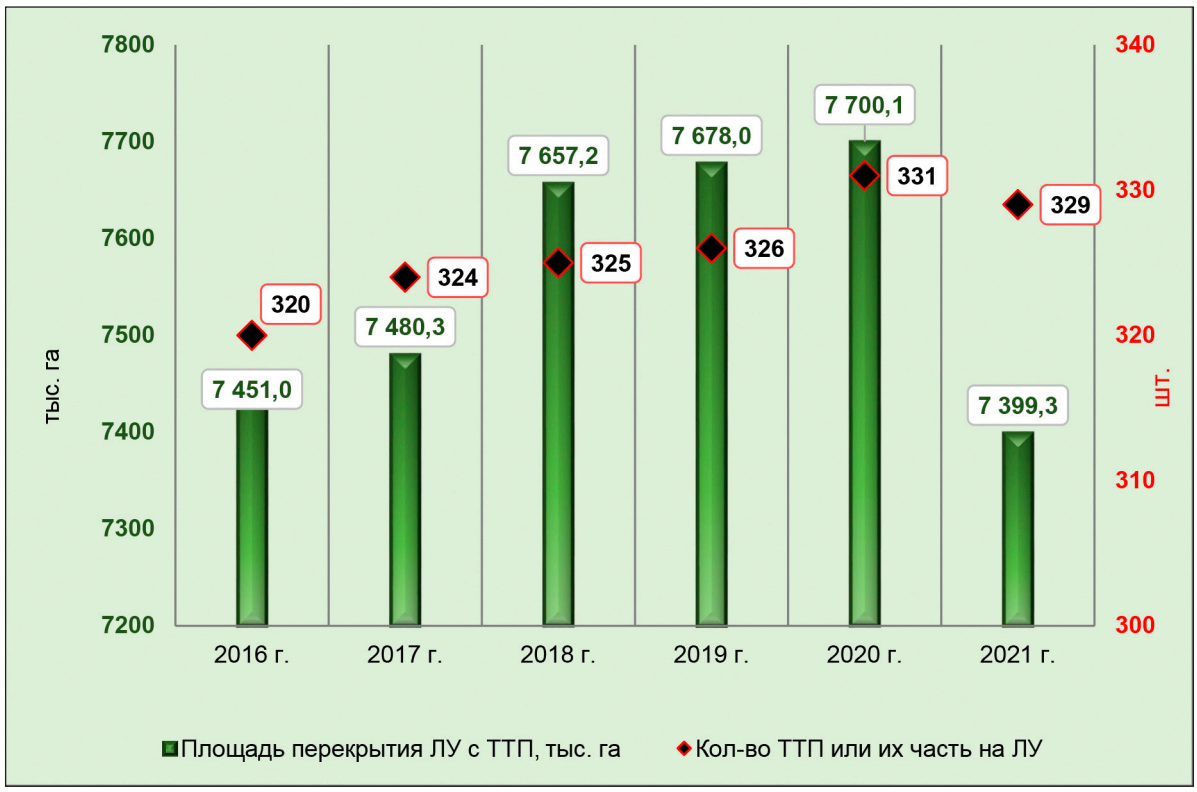



*Рис. 4. Динамика лицензирования недр на ТТП в ХМАО – Югре*

Югры нефтяные компании предоставляют информацию по выполнению экономических соглашений (договоров), заключённых с главами семей территорий традиционного природопользования, в зоне своей производственной деятельности, в том числе в разрезе муниципальных образований.

За 2021 год такие сведения получены от недропользователей по 127 ТТП на общую сумму по исполнению экономических соглашений – 670,4 млн руб., что на 8 % меньше, чем в 2020 году (732 млн руб.). Количество человек, охваченных экономическими соглашениями, также сократилось и составило 2511 человек, что на 12 % меньше, чем в 2020 году.

По состоянию на 01.01.2022 года в пределах нераспределенного фонда недр числятся 65 нефтяных и газовых месторождений, из них на землях с особым режимом пользования расположено (полностью или частично) 15 месторождений (рис. 2). В пределах ООПТ находятся 95 перспективных объектов, подготовленных для поискового бурения. Относительно вновь лицензируемых участков, позиция органов управления государственным фондом недр и Правительства округа одинакова – абсолютный запрет хозяйственной деятельности в пределах действующих, перспективных (предлагаемых для создания) ООПТ и водно-болотных угодий международного значения «Верхнее Двуобье» и «Нижнее Двуобье». В период с 2013 по 2021 годы компаниям было отказано в предоставлении прав пользования недрами 28 участков, из которых 15 – предложения компаний по лицензированию участков с месторождениями.

К примеру, с 2016 года Правительством автономного округа ежегодно отклонялось включение в перечень Лебяжьего участка недр по причине расположения участка в пределах водно-болотных угодий международного значения «Верхнее Двуобье». Лебяжий

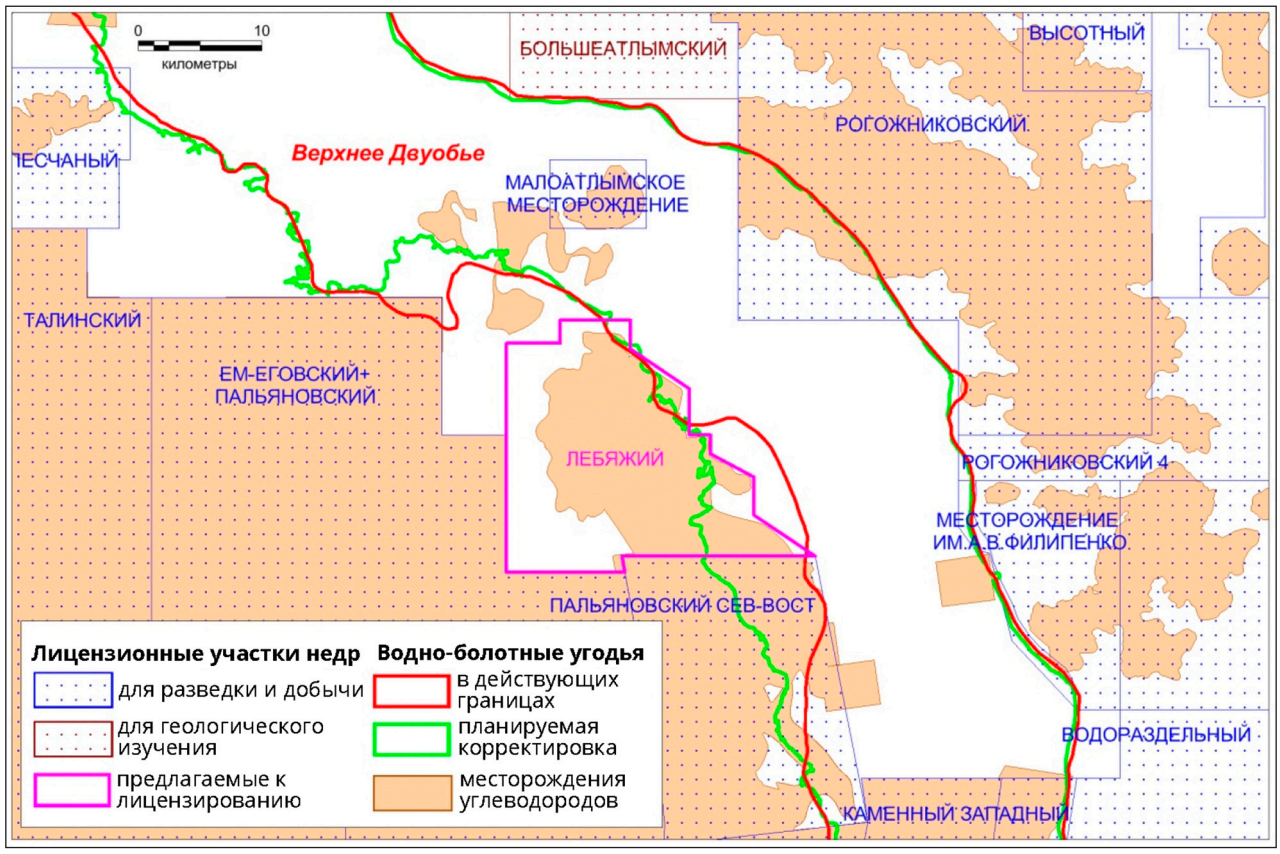



*Рис. 5. Расположение Лебяжьего участка недр относительно ВБУ «Верхнее Двуобье»*

участок недр является самым большим нефтегазовым активом в нераспределённом фонде недр автономного округа, частично расположен на территории водно-болотного угодья (ВБУ) международного значения «Верхнее Двуобье» и под особый режим пользования попадает 16 % от площади Лебяжьего участка и 1 % от суммарных запасов месторождения (рис. 5). В случае определения координат участка в соответствии с границами ВБУ (часть месторождения остаётся в НРФН) – это противоречит принципу рационального использования недр месторождения и экономически нецелесообразно. В случае определения границ участка в соответствии с контуром месторождения – определить особый режим пользования недрами под территорией ВБУ и требования к пользователям недр, не представляется возможным, так как правовой режим ВБУ в Российской Федерации законодательно не определён. Тоже самое касается и правового режима перспективных (предлагаемых для создания) ООПТ, который будет утверждаться в соответствии с Концепцией развития и функционирования системы особо охраняемых природных территорий Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2030 года.

С января 2022 года в связи с изменениями ст. 8 Закона РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» [6] возникают новые требования к формированию перечней участков недр, предлагаемых к лицензированию. Требования касаются определения зон с ограниченным или запрещённым недропользованием (земли населённых пунктов, ООПТ, участки недр с лицензиями на право пользования недрами и т.д.) в координатах участков недр.

Ст. 8 Закона о недрах [6] определяет, что пользование участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения обороны страны и безопасности государства, рационального использования и охраны недр, охраны окружающей среды. На территориях населённых пунктов и зон с особыми условиями использования территорий пользование недрами может быть ограничено или запрещено в случаях, если это пользование может создать угрозу безопасности жизни и здоровья населения, окружающей среде, сохранности зданий и сооружений, включая сохранность горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с пользованием недрами. Кроме того, на особо охраняемых природных территориях пользование недрами осуществляется в соответствии с режимом особой охраны этих территорий.

Однако требования по порядку определения зон с ограниченным или запрещённым природо-(недро-) пользованием законодательством не установлены. Также в Положении об установлении и изменении границ участков недр, предоставленных в пользование [14], отсутствуют требования по включению в условия пользования (лицензионных соглашениях) географических координат территорий с ограниченным недропользованием.

Таким образом, считаем необходимым для обеспечения единообразия в определении координат и выделению из участка недр зон (участков), в отношении которых установлены запреты и (или) ограничения пользования недрами в соответствии со ст. 8 Закона Российской Федерации «О недрах» [6], определить правила определения координат исключаемых границ из участка недр в зависимости от вида полезного ископаемого в соответствии с земельным, градостроительным, лесным, водным кодексом и законодательством о недрах.

В условиях цифровизации географической и геологической информации о недрах считаем необходимым обеспечить приоритетный и безусловный допуск всех структур, участвующих в подготовке документов для лицензирования недр, ко всем необходимым федеральным и региональным базам данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Российская Федерация. Законы.** Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ (ред. от 05.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2023) [принят Государственной Думой 28 ссентября 2001 года : одобрен Советом Федерации 10 октября 2001 года] // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/?ysclid=ldjqrbdz8j625388811.

2. Об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2021 году: доклад / Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сайт – URL: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/7644301/2021-god/?ysclid=ldjrw5esd8994283026.

3. **Российская Федерация.** Министерство природных ресурсов. Об утверждении Положения о федеральном государственном учреждении «Государственный природный заповедник «Малая Сосьва»; Приказ МПР России от 17.02.2004 г. № 160 (ред. от 26.03.2009) // Консорциум Кодекс : сайт. – URL: https://docs.cntd.ru/document/902189733?ysclid=ldjrzz644r32948754.

4. **Российская Федерация.** Министерство природных ресурсов. Об утверждении Положения о федеральном государственном учреждении «Государственный природный заповедник «Юганский»; Приказ МПР РФ от 15.04.2003 г. № 309 (ред. от 26.03.2009)// Консорциум Кодекс : сайт. – URL: https://docs.cntd.ru/document/902195104?ysclid=ldjse90ubm17910530.

5. **Российская Федерация. Законы.** Закон ХМАО – Югры от 07.07.2004 № 43-оз. Об административно-территориальном устройстве Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и порядке его изменения [принят Думой Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 25 июня 2004 года] // Единый официальный сайт государственных органов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сайт. – URL: https://admhmao.ru/dokumenty/pravovye-akty-gubernatora/223977.

6. **Российская Федерация. Законы.** Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/?ysclid=ldjt554rf166102413.

7. **Российская Федерация. Законы.** Лесной кодекс Российской Федерации» от 04.12.2006 № 200-ФЗ (ред. от 29.12.2022) [принят Государственной Думой 8 ноября 2006 года : одобрен Советом Федерации 24 ноября 2006 года]. // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299/?ysclid=ldjt8bk63t484586659.

8. Информация о лесах // Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сайт. – URL: https://depprirod.admhmao.ru/informatsiya-o-lesakh.

8. О Лесном плане Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2019-2028 годы : Постановление Губернатора ХМАО – Югры от 25.01.2019 г. № 2 // Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сайт. – URL: https://depprirod.admhmao.ru/dokumenty/hmao/4173308/?ysclid=ldjteqswsn454219457.

9. Решение № 3А-261/2017 3А-261/2017~М-243/2017 М-243/2017 от 16 ноября 2017 г. по делу № 3А-261/2017. Суд ХМАО – Югры // Судебные и нормативные акты РФ : сайт. – URL: https://sudact.ru/regular/doc/bWt83SkrT8LT/?ysclid=ldjuelc87b432958592.

10. Апелляционное определение Судебной коллегии по административным делам Верховного Суда РФ от 16.05.2018 № 69-АПГ18-2 // Законы, кодексы и нормативно-правовые акты Российской Федерации : сайт. – URL: https://legalacts.ru/sud/apelliatsionnoe-opredelenie-verkhovnogo-suda-rf-ot-16052018-n-69-apg18-2/?ysclid=ldjuhl9s4o677498129.

11. **Российская Федерация. Законы.** Закон ХМАО – Югры от 18.04.1996 № 15-оз (ред. от 27.10.2022) «О недропользовании» [принят Думой ХМАО 09.04.1996] // Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сайт. – URL: https://prirodnadzor.admhmao.ru/dokumenty/hmao/228769/?ysclid=ldjukigfbj405257103.

12. **Приказ Минрегиона РФ** от 09.12.2009 № 565 «Об утверждении методики исчисления размера убытков, причинённых объединениям коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации в результате хозяйственной и иной деятельности организаций всех форм собственности и физических лиц в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации» // КонсультантПлюс : сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_96747/8f2fca1e349423b8063c5e5a3e57977a3ab53392/?ysclid=ldjumorabc116397958.

13. Об утверждении Положения об установлении и изменении границ участков недр, предоставленных в пользование : Постановление Правительства РФ от 3 мая 2012 г. № 429 (ред. от 22.10.2020) // Правительство Российской Федерации : сайт. – URL: http://government.ru/docs/all/82033.

УДК 336.228:553.98.04

# ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

**К.Н. Кузьмина, О.Г. Немова**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Новосибирский филиал, Новосибирск*

Налогообложение в сфере недропользования регулярно претерпевает изменения. Авторами рассмотрены основные нововведения 2020-2022 годов относительно добычи нефти, проведен анализ их влияния на показатели экономической оценки освоения сырьевой базы на примере ряда месторождений Иркутской области, выполнено сравнение результатов геолого-экономической оценки для различных вариантов налогообложения (с переходом на уплату НДД и без уплаты НДД), определены наиболее влияющие на рентабельность параметры НДД.

*Добыча нефти, рентабельность освоения, НДПИ, НДД, изменения в налогообложении*

# ECONOMIC ASPECTS OF OIL RESERVES DEVELOPMENT OF EAST SIBERIA

**K.N. Kuzmina, O.G. Nemova**

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Novosibirsk branch, Novosibirsk*

Taxation in the sphere of subsoil use regularly undergoes changes. The authors reviewed the main innovations of 2020-2022 regarding oil production, analyzed their impact on the indicators of economic evaluation of the development of the oil resources of the Irkutsk region, compared the results of economic-geological evaluation for various kinds of taxes (with the payment of additional income tax (NDD) and without it), determined the most influential on the profitability parameters of the additional income tax.

*Oil development, profitability of development, mineral extraction tax, additional income tax, changes in taxation*

Первые месторождения УВС в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) были открыты в середине прошлого века, но активное их освоение началось только после Распоряжения Правительства Российской Федерации № 1737-р от 31.12.2004 г. о разработке «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» и ввода в 2009 году в эксплуатацию объектов первой очереди нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Исходя из имеющейся сырьевой базы нефти, а также положения трассы нефтепровода, для обеспечения поставок нефти в систему ВСТО были сформированы три центра нефтедобычи, приуроченные к зонам концентрации основных промышленных запасов: Ванкорский, Юрубчено-Куюмбинский и Талакан-Верхнечонский.

До 2017 года основная добыча велась только на месторождениях Талакан-Верхнечонского и Ванкорского центров. Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения были введены в разработку только после окончания строительства магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет» (рис. 1).

Для стимулирования разработки запасов нефти Федеральным законом от 27.07.2006 г. № 151-ФЗ была введена льгота по НДПИ, которая действует 15 лет с момента предоставления поисковой лицензии на участок недр (10 лет для разведочной

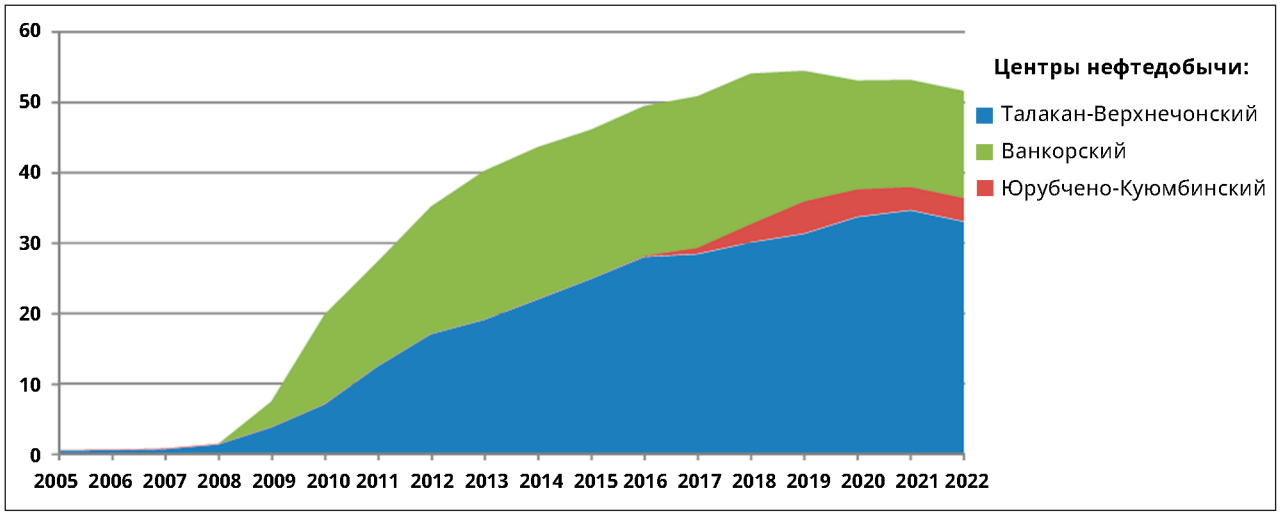



*Рис. 1. Добыча нефти по центрам нефтедобычи Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)*

лицензии). Большинство лицензий впервые (срок отсчета действия лицензии) выдано до 2008 года. При этом поисково-разведочные работы и обустройство месторождений происходит в условиях сезонного завоза и практически полного отсутствия транспортной инфраструктуры. В связи с этим начало промышленной добычи на лицензионных участках затягивается, и компании не успевают воспользоваться льготами.

Так же в первые годы добычи практически для всех, открытых на тот момент месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) предоставлялась льгота по экспортной пошлине. Другие рынки сбыта, кроме экспорта для рассматриваемой территории практически отсутствуют.

Проведенный большой налоговый маневр привел к ухудшению показателей освоения месторождений рассматриваемой территории. Как показал анализ, в результате осуществления налогового маневра показатели эффективности их освоения снижаются, причем как для недропользователя, так и бюджета [1].

В настоящее время на рассматриваемой территории в разработке находится только 24 из 76 месторождений с запасами нефти, которые содержат 40 % всех извлекаемых запасов региона.

С целью стимулирования нефтедобычи с 2019 года был введен налог на добавленный доход (НДД) от добычи углеводородного сырья для некоторых нефтеносных участков недр [2]. Он был введен для четырех групп объектов, в том числе для новых участков недр («гринфилдов») в Восточной Сибири и Якутии, на Севере Ямала и некоторых других регионах с запасами нефти, стоящими на балансе, степень выработанности которых на 01.01.2017 г. не превышает 0,05 (группа 1). Применение данной налоговой системы для этих объектов позволяет снизить долю налогов в выручке до 38-45 %.

В 2020 году была введена пятая группа объектов, которые могут применять НДД, в которую включены участки недр, расположенные севернее 70 градуса северной широты полностью в границах Красноярского края, Республики Саха (Якутия) и Чукотского АО, степень выработанности которых на 1 января 2019 года не превышает 0,001 [3].

Таким образом, месторождения в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), к которым может быть применен режим уплаты НДД, относятся преимущественно к группе 1, а также к группам 2 или 5.

Налоговая база НДД для конкретного участка недр определяется как расчетная выручка, рассчитанная исходя из мировых цен на нефть и внутренних цен на газ, за вычетом фактических расходов на добычу (сумма капитальных затрат и текущих затрат, входящих в себестоимость добываемой нефти без амортизации) и расчетных расходов (сумма расходов на транспорт нефти до мировых рынков и экспортных пошлин). Налоговая база может быть уменьшена также на величину текущих и исторических убытков (начиная с 2011 года) путем переноса их на будущее с годовым коэффициентом, который до 2021 года был равен 1,163. С целью предотвращения необоснованного завышения фактических расходов на добычу рассчитывается минимальный налог на основании минимальной налоговой базы, при определении которой в качестве фактических расходов выступают фиксированные предельные расходы. Их удельная величина в первоначальном варианте закона с 2021 года была установлена 9520 руб./т с последующей индексацией. Ставка налога на дополнительный доход равна 50 %.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при переходе на НДД уплачивается по ставке 1 руб./т, умноженной на коэффициент, характеризующий уровень налогообложения нефти $К_{ннд}$, который определяется исходя из мировой цены на нефть за вычетом экспортной пошлины, курса доллара и периода времени, прошедшего с начала промышленной добычи нефти на участке недр (характеризуется коэффициентом $К_{т}$). Коэффициент $К_{т}$ дифференцирован для разных групп месторождений, в том числе для группы 1 он возрастает от 0,4 до 1 в течение 7 лет от начала промышленной добычи, а для группы 5 равен нулю в течение 15 лет, а затем постепенно увеличивается от 0,2 до 1 в течение 5 лет от начала промышленной добычи.

Таким образом, для вновь осваиваемых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) предусмотрен достаточно продолжительный льготный налоговый период от начала добычи, когда, как правило, и осуществляются основные инвестиции в освоение.

Прогнозные расчеты для различных по величине и изученности объектов показали, что в большинстве случаев переход на НДД на момент его введения был целесообразен с точки зрения эффективности разведки и освоения перспективных нефтяных объектов [1, 2]. Особенно актуальным оказался этот переход для малоизученных и небольших низкодебитных месторождений, освоение которых не окупается при предоставлении только региональных* льгот по НДПИ. В случае применения налоговой системы с уплатой НДД они могут выйти в рентабельную зону и, следовательно, создать базу для налогообложения. В то же время по относительно крупным рентабельным месторождениям при росте показателей эффективности для недропользователей налоговые поступления несколько сокращаются.

Не успел НДД заработать в полную силу, как появилось мнение, что введение НДД лишило бюджет России в 2019 году 213 млрд руб., а в 2020 году – около 2 трлн руб. [5]. Тут же начали вводиться изменения в его исчисление с целью компенсировать недополученные от введения НДД доходы федерального бюджета и предотвратить их дальнейшее снижение [6, 7]. Основные из них следующие:

– понижен годовой коэффициент индексации убытков (далее – $К_{иу}$) при расчете налоговой базы НДД с 1,163 до 1,1 для участков группы 1 и до 1,07 для остальных участков за исключением группы 5, для которых он остается равным 1,163;

– при переносе исторических убытков на будущее на 2021-2023 годы введено ограничение на уменьшение налоговой базы за счет переноса убытков (далее – $С_{нб}$), полученных в предыдущих налоговых периодах, более чем на 50 %, за исключением участков группы 5;

* Под региональными льготами по НДПИ в данном контексте понимаются льготы, зависящие от региона расположения месторождения

– предполагалось снижение удельной величины предельных фактических расходов (далее – $З_{мах}$) с 9520 до 8600 руб./т, начиная с 2024 года, но с 2022 года принято $З_{мах}$ на протяжении всего периода оставить 7140 руб./т [6];

– повышен коэффициент $К_г$ для ряда участков 2 группы, используемый при расчете НДПИ для участков недр, уплачивающих НДД, и характеризующий период времени с даты начала на них промышленной добычи нефти.

Предполагается, что указанные изменения позволят в течение трех лет получить дополнительные поступления в бюджет.

Авторами был проведен сравнительный анализ влияния произведенных в 2020 году изменений в исчислении НДПИ и НДД на результаты геолого-экономической оценки освоения нефтегазовых месторождений Иркутской области [4]. Всего рассмотрено 24 месторождения, попадающих под условия перехода на режим уплаты НДД, находящихся на разных стадиях изученности и подготовки к промышленному освоению. Все месторождения при переходе на НДД относятся к первой группе – «гринфилдам». При прогнозировании размера НДД были учтены исторические убытки в размере экспертно оцененных затрат на проведение геологоразведочных работ.

Анализ показал, что в большинстве случаев переход на уплату НДД обеспечивает более высокие прогнозные показатели эффективности освоения месторождений (рис. 2). Приведенные показатели позволяют судить о влиянии изменений отдельных параметров на целесообразность перехода на НДД при освоении месторождений по сравнению со стандартной налоговой системой. Наибольшее влияние в этом отношении оказывают установленный максимум для удельных фактических затрат на добычу нефти, сниженный с 9520 до 8600 руб./т и индекс переноса убытков, который для данной группы месторождений в 2020 году был снижен с 1,163 до 1,1. Снятие ограничения 50 % на снижение налоговой базы за счет переноса убытков, введенное с 2021 по 2023 годы, практически не изменяет суммарные показатели эффективности.

В текущем году максимум удельных фактических затрат был снижен до 7140 руб./т [7]. В таблице 1 приведены характеристики рассматриваемых месторождений для экономических условий середины 2022 года при мировой цене нефти 80,1 $/барр. и курсе доллара 69,1 руб./$ [8].

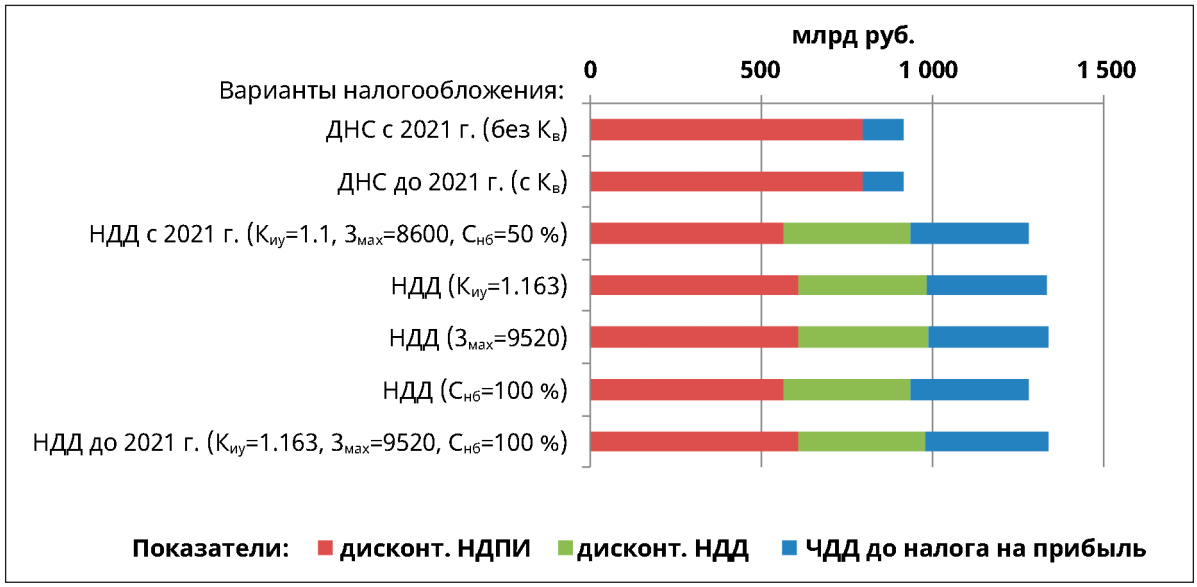



*Рис. 2. Показатели доходности недропользователей и бюджета при различных параметрах налогообложения*

*Таблица 1*

**Основные результаты оценки эффективности месторождений Иркутской области при различных вариантах налогообложения**

| Режим налогообложения | ДНС | НДД | | |
|---|---|---|---|---|
| Предельные фактические расходы | | 9250 | 8600 | 7140 |
| **Показатели по рентабельным месторождениям** | | | | |
| Число рентабельных месторождений | 10 | 15 | 15 | 15 |
| Объем начальных извлекаемых запасов, млн т | 571 | 848 | 848 | 848 |
| Накопленная добыча нефти за рентабельный период, млн т | 361 | 517 | 514 | 510 |
| ЧДД до налога на прибыль, млрд руб. | 536 | 1 146 | 1 106 | 1 136 |
| НДПИ | 10 549 | 8 179 | 8 126 | 8 047 |
| НДД | 0 | 5 014 | 5 029 | 5 021 |
| в т. ч. минимальный | 0 | 540 | 604 | 731 |
| Доля минимального НДД | | 10,8 % | 12,0 % | 14,6 % |
| Удельный ЧДД на 1 т добычи, руб./т | 1 483 | 2 216 | 2 151 | 2 229 |
| Доходы бюджета, млрд руб. | 10,55 | 13,19 | 13,16 | 13,07 |
| Удельные доходы бюджета, тыс. руб./т добычи | 29,21 | 25,52 | 25,59 | 25,64 |
| **Показатели по нерентабельным месторождениям** | | | | |
| Число нерентабельных месторождений | 14 | 9 | 9 | 9 |
| Объем начальных извлекаемых запасов, млн т | 491 | 214 | 214 | 214 |
| Накопленная добыча нефти, млн т | 434 | 279 | 281 | 286 |
| ЧДД до налога на прибыль, млрд руб. | -598 | -205 | -207 | -222 |
| НДПИ | 17 666 | 10 673 | 10 615 | 10 517 |
| НДД | 0 | 5 980 | 6 012 | 6 076 |
| в т. ч. минимальный | 0 | 568 | 603 | 658 |
| Доля минимального НДД | | 58,5 % | 61,1 % | 62,1 % |
| Число месторождений, где НДД=мин. НДД или НДД=0 | | 6 | 6 | 6 |
| Удельный ЧДД на 1 т добычи, руб./т | -1 377 | -737 | -735 | -775 |
| Доходы бюджета, млрд руб. | 17,67 | 16,65 | 16,63 | 16,59 |
| Удельные доходы бюджета, тыс. руб./т добычи | 40,67 | 59,80 | 59,08 | 58,04 |

При действующих условиях налогообложения число месторождений, освоение которых сможет принести доход недропользователям, после перехода увеличивается с 10 до 15, объем их начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – на 48 %, а накопленная добыча до окончания безубыточной эксплуатации – на 41-48 %. При этом средний размер рентабельных месторождений остается равным 57 млн т. В результате прогнозный ЧДД недропользователей до налога на прибыль возрастает в 2,1 раза, а дисконтированные поступления в бюджет за счет НДПИ и НДД – в 1,5 раза.

Если сравнить результаты оценки при разных значениях предельных фактических расходов для расчета НДД, то становится наглядно видно, что удельные доходы бюджета при снижении этой величины растут. Однако, объем рентабельной добычи нефти сокращается, приводя к уменьшению суммарных поступлений в бюджет. Таким образом, ужесточая условия перехода на НДД, государство решает проблемы бюджета на коротком промежутке времени, но сокращает налоговую базу в отдаленной перспективе, сокращая рентабельный срок добычи, а иногда и исключая часть месторождений из числа тех, которые могли бы в будущем принести доход.

Расчеты показывают, что для рентабельных месторождений доля минимального НДД в общем объеме уплаченного налога при различных вариантах налогообложения может достигать 49-59 %, а в среднем по анализируемым проектам она составила 11-15 % в зависимости от размера предельных фактических расходов: чем ниже размер,

тем выше доля минимального налога. Это означает, что 15 % НДД (при предельном размере 7140 руб./т) будет выплачено в периоды, когда фактические расходы на добычу превысили их установленный максимальный уровень, т. е. были получены убытки. По нерентабельным месторождениям доля минимального налога существенно выше и при различных налоговых системах составляет 9-74 %, а для двух третей месторождений – 100 %. В среднем по рассматриваемым проектам доля минимального налога составляет 59-82 %. Это свидетельствует о том, что более половины суммарного НДД выплачивается в периоды, когда удельные затраты на добычу существенно превышают установленный предел, и некоторые проекты могли бы стать рентабельными в случае повышения этого предела для удельных затрат. С целью вовлечения в разработку большего числа новых месторождений можно рассмотреть возможность дифференциации этого параметра в зависимости от региона, условий залегания нефти, размера месторождений и других значимых факторов.

Существенное значение для эффективности освоения новых месторождений имеют и внешние условия, такие как мировые цены на нефть и курс доллара, которые учитываются при налогообложении недропользователей. В 2022 году значения указанных показателей приняты на уровне 80,1 $/барр. и 69,1 руб./$ соответственно [8], а весной 2020 года средние значения этих показателей находились на уровне 31 $/барр. и 75 руб./$. Расчеты при указанных условиях показывают существенную зависимость показателей эффективности нефтедобычи от рыночных условий (рис. 3). Анализ показывает, что при уплате НДД, так же как и при обычном режиме налогообложения [9], при росте цены реализации доход инвестора растет незначительно, по сравнению с поступлениями в бюджет.

Таким образом, анализ показал, что переход «гринфилдов» Восточной Сибири на режим уплаты НДД в большинстве случаев более привлекателен для недропользователей по сравнению со стандартной системой. Однако следует иметь в виду нестабильность российской системы налогообложения, что, в свою очередь, может сдерживать потенциальных инвесторов в районах нового освоения. Ужесточение условия перехода

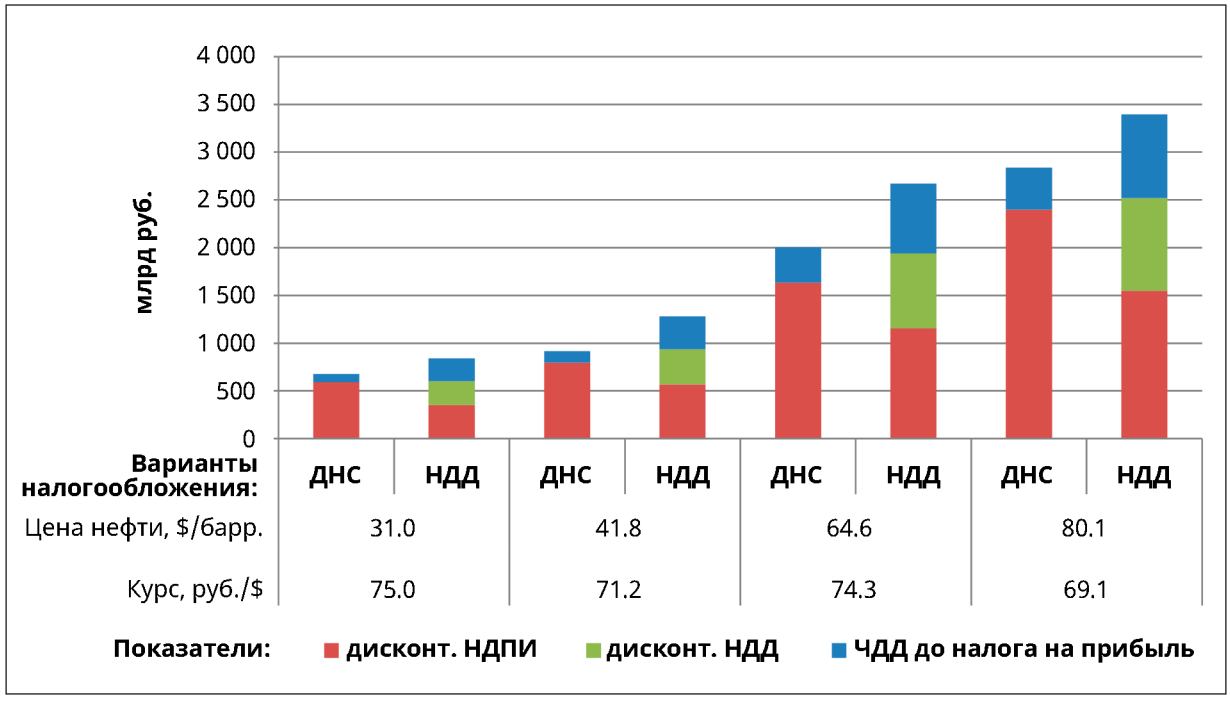



*Рис. 3. Показатели доходности недропользователей и бюджета в различных рыночных условиях*

на НДД приводит к решению проблемы бюджета на коротком промежутке времени, но сокращает налоговую базу в отдаленной перспективе, сокращая рентабельный срок добычи, а иногда и исключая часть месторождений из числа тех, которые могли бы в будущем принести доход.

## Выводы

Переход на режим уплаты НДД для месторождений группы 1 в большинстве случаев экономически выгоден недропользователям, но изменения, внесенные в закон с 2021 года могут сделать убыточным освоение ряда месторождений и тем самым сократить налоговую базу по НДПИ и НДД.

В целях совершенствования налогообложения возможна дифференциация некоторых параметров НДД в зависимости от условий нефтедобычи, в частности максимальных удельных затрат на добычу, имеющих существенное значение для расчета его минимальной налоговой базы.

Для решения проблемы подготовки сырьевой базы в новых районах с целью восполнения потенциального падения добычи на «браунфилдах» необходима стабилизация условий налогообложения.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Герт, А. А.** Сравнительная оценка российских и зарубежных систем налогообложения для новых нефтяных месторождений / А.А. Герт, О.Г. Немова, К.Н. Кузьмина. – Текст : непосредственный // Минеральные ресурсы России. – 2019. – № 1(164). – С. 54-60.

2. **Российская Федерация. Законы.** О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации : Федеральный закон № 199-ФЗ от 19.07.2018 : [принят Государственной Думой 5 июля 2018 года : одобрен Советом Федерации 13 июля 2018 года]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302868/?ysclid=lbeworqiaw387884528. – Текст : электронный.

3. **Российская Федерация. Законы.** О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации : Федеральный закон от № 65-ФЗ от 18.03.2020 : [принят Государственной Думой 5 марта 2020 года : одобрен Советом Федерации 11 марта 2020 года]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_347932/?ysclid=lbewt2dcfk22996289. – Текст : электронный.

4. **Кузьмина, К. Н.** Влияние изменений в налогообложении на рентабельbность освоения запасов нефти Восточной Сибири / К.Н. Кузьмина, О.Г. Немова. – Текст : непосредственный. // Геология и недропользование. – 2021. – № 3. – С. 148-157.

5. Введение налога на добавленный доход – «самая большая ошибка» / Текст : электронный. – URL: https://fomag.ru/news-streem/vvedenie_naloga_na_dobavlennyy_dokhod_samaya_bolshaya_oshibka /(дата обращения 23.11.2022).

6. **Российская Федерация. Законы.** О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации : Федеральный закон № 342-ФЗ от 15.10.2020 : [принят Государственной Думой 30 сентября 2020 года : одобрен Советом Федерации 7 октября 2020 года]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_365160/?ysclid=lbewyzwg1e47201839. – Текст : электронный.

7. **Российская Федерация. Законы.** О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации : Федеральный закон № 323-ФЗ от 14.07.2022 : [принят Государственной Думой 5 июля 2022 года : одобрен Советом Федерации 8 июля 2022 года]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_421955/?ysclid=lbex09iorb208762006. – Текст : электронный.

8. **Информация Минэкономразвития России** : Основные параметры сценарных условий прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. – Текст : электронный. – URL: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/404624399/?ysclid=lbexdp6yje873979331.

9. **Немова, О. Г.** Влияние изменений рыночной ситуации на эффективность освоения залежей трудноизвлекаемой нефти в условиях действующей налоговой системы РФ / О.Г. Немова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : материалы 2-й научно-практической конференции, Новосибирск, 21-24 апреля 2015 г. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2015. – Т.2. – С. 180-183.

# МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ГЕОЛОГИИ. МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

УДК 622.276.1/4

# РЕШЕНИЕ ПРЯМЫХ И ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ПРОКСИ-МОДЕЛЕЙ

**И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин**

*Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук (ФНЦ НИИСИ РАН), г. Москва*

В работе приведены основные виды адресных 3-D гидродинамических моделей. Перечислены их недостатки. Обоснована необходимость применения прокси-моделей. Приведены задачи, решаемые с помощью прокси-моделей. Описано девять различных прокси-моделей, характеризующих интерференцию скважин, разработку на режиме истощения, заводнение, разработку нефтяных оторочек.

*Прокси-модель, суррогатная модель, модель трубок тока, модель криволинейной галереи, модель конусообразования, универсальные динамические ячейки, эмпирическая модель, INSIM-модель, резервуарная модель, CRM-модель, суперэлементная модель*

# DIRECT AND INVERSE OIL FIELDS DEVELOPMENT PROBLEMS SOLVING THROUGH PROXY-MODELS APPLICATION

**I.V. Afanaskin, S.G. Volpin**

*Scientific Research Institute of System Analysis of Russian Academy of Science (SRISA RAS), Moscow*

Article overviews main types of 3-D filtration models including its disadvantages. Proxy-models application necessity justified. Described cases which could be solved through proxy-models application. In total 9 types of proxy-models described, which includes well's interference, depletion drive development, waterflooding drive mechanism, oil-rims development.

*Proxy-model, surrogate model, streamtubes model, curvilinear gallery model, water-conning model, universal dynamic cells, empirical model, INSIM-model, reservoir model, CRM-model, superelements model*

Прокси-модель – это математическая модель месторождения, которая является альтернативой адресным 3-D гидродинамическим моделям и позволяет получить взаимосвязь между одним показателем эксплуатации добывающей скважины и другими показателями эксплуатации данной скважины и окружающих ее скважин (нагнетательных и добывающих). Простейший пример – характеристики вытеснения. Прокси-модель точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин. Она учитывает закономерности в откликах добывающих скважин на возмущения окружающих скважин, выявленные опытным путем либо с помощью секторного 3-D гидродинамического моделирования.

Прямые и обратные задачи разработки нефтяных месторождений решаются с помощью гидродинамических расчетов. Такие расчеты в разработке нефтяных месторождений используются в следующих случаях:

1. Анализ разработки.
2. Контроль разработки.
3. Регулирование разработки.

4. Оптимизация разработки.
5. Планирование геолого-технических мероприятий.
6. Прогнозные расчеты.
7. Проверка гипотез о геологическом строении.
8. Подбор методов увеличения нефтеотдачи.
9. Создание проектных документов.

Для задач в пунктах 1-6 прокси-модели используются особенно часто.

Классической системой уравнений для численного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений является система уравнений Маскета-Мереса. Она используется для создания адресных 3-D моделей. Эта система описывает изотермическую трехфазную фильтрацию нефти, газа и воды. Газ растворим в нефти. Нефть не может испаряться в газ. Система состоит из трех дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих закон сохранения объема фаз в стандартных условиях, обобщенного закона Дарси для трех фаз и набора замыкающих соотношений. Если подставить закон Дарси в уравнения сохранения объемов фаз, то мы получим уравнения фильтрации. В общем виде такая система уравнений решается только численно. Для больших месторождений (сотни скважин) со сложной геологией расчет одного варианта разработки может занимать весьма длительное время даже на хороших компьютерах. Существуют гораздо более сложные варианты математических моделей, используемые для создания адресных 3-D моделей в гидродинамических симуляторах.

Рассмотрим недостатки адресных трехмерных гидродинамических моделей:

1. Необходимы значительные вычислительные мощности.
2. Требуется много высококвалифицированных специалистов различных направлений.
3. Необходимо много исходных данных.
4. Исходные данные имеют разные масштабы, плохо согласуются друг с другом, имеют много пробелов в наборах данных и неточностей.
5. Часто возникают вычислительные проблемы.
6. Большое время расчета одного варианта – трудности в расчетах обратных задач.
7. Модели быстро устаревают, а их обновление – трудоемкий процесс.

Поэтому в отрасли активно используются прокси-модели (суррогатные модели) разнообразных видов. Основной недостаток прокси-моделей – упрощенный учет многих физических процессов. Поэтому под конкретную задачу нужно специально выбирать соответствующий ей вид прокси-модели.

Также недостатком прокси-моделей (не всех, но многих) является невозможность оценки давления и насыщенности в межскважинном пространстве, т.е. невозможность планирования бурения новых скважин (боковых стволов).

Перечислим основные прокси-модели, которые кажутся авторам важными:

1. Статистические модели.
2. Аналитические модели (Крейг, Бакли-Леверетт, Велдж и пр.).
3. Характеристики вытеснения, кривые истощения и материальный баланс.
4. Модели трубок тока (ВНИИ-1, ТатНИПИ, УфНИПИ, АзНИПИ и пр.).
5. Модель криволинейной галереи (Гипровостокнефть).
6. Модели конусообразования.
7. Универсальные динамические ячейки.
8. Эмпирические модели.
9. INSIM-модели.
10. Резервуарные модели.

11. CRM-модели.

12. Суперэлементные модели.

13. Машинное обучение (нейросети).

Модели 1-3 не будут рассматриваться, поскольку хорошо известны специалистам по разработке месторождений. Модель 13 (нейросети) также рассматриваться не будет, так как, во-первых, она не является физически обоснованной (хотя и имеет определенную популярность), а, во-вторых, у авторов нет достаточного опыта ее применения. Модели 4-12 будут рассмотрены далее немного подробнее.

**Модели трубок тока** были популярны в 50-80-х годах XX века и активно использовались для проектирования месторождений, в том числе гигантов – Самотлорского и Ромашкинского. Все они описывают заводнение. Потом, после появления гидродинамических симуляторов эти модели незаслуженно забыли, а между тем их можно эффективно использовать и в наши дни. Было множество модификаций моделей от различных научных институтов (ВНИИ-1, ТатНИПИ, УфНИПИ, АзНИПИ и пр.). Они могли учитывать непоршневой характер вытеснения нефти водой, неоднородность пласта по проницаемости (статистически), наличие линз, влияние капиллярных сил, системы разработки (рядная, площадная), наличие обширных водонефтяных зон и др. Под трубками тока подразумевается набор «виртуальных», существующих в воображении трубок одинаковой длины, но разной проницаемости, соединяющих добывающие скважины с нагнетательными. Дебит скважины складывается из суммы дебитов всех трубок тока, приходящих в эту скважину. Неоднородность пласта по проницаемости характеризуется распределением проницаемости $F(k)$. В каждый момент времени $t_a$ обводняется какой-то пропласток (трубка тока) с проницаемостью $k_a$. Пропластки (трубки) с меньшей проницаемостью в этот момент не обводнены. Разработка характеризуется коэффициентом охвата пласта, долей нефти в потоке и безразмерным прокачанным объемом. Зная все это, можно определить остальные показатели разработки. Для расчета этих показателей необходимо задать свойства пласта и перепад давления. Авторами работы опытным путем установлено, что, адаптируя такие модели, можно получать хорошее совмещение расчетных и фактических показателей разработки с помощью современного математического программного обеспечения.

**Модель криволинейной галереи** (Гипровостокнефть, В.С. Ковалев) позволяет расширить модель трубок тока для учета влияния сгущения трубок тока на показатели разработки и расчета нерегулярных систем расстановки скважин. Для этого рассматривается набор трубок тока не только разной проницаемости, но и разной длины (криволинейная галерея). Распределение трубок тока по длине в однородном пласте может быть получено с помощью аналитического решения уравнения Лапласа для потенциала течения жидкости и условия Коши-Римана для функции тока. Для неоднородного пласта уравнение Лапласа должно решаться численно. Опыт авторов показывает, что использование данной модели дает вполне удовлетворительные результаты.

**Модель конусообразования.** Таких моделей существует много. Рассмотрим достаточно простую модель образования конуса воды (В.А. Кисель, Ю.С. Абрамов). Допущения модели:

1. Рассматривается поршневое вытеснение нефти водой к единичной скважине.
2. Капиллярных и гравитационных сил нет.
3. Фазовые проницаемости и вязкости нефти и воды равны.
4. Пласт полубесконечный, горизонтальный, с подошвенной водой.

В этом случае можно получить достаточно простое аналитическое решение задачи о притоке жидкости к скважине, описываемое системой всего из 10 алгебраических

уравнений для безводного дебита нефти, времени прорыва воды в скважину, водонефтяного фактора, накопленной добычи нефти и жидкости и некоторых замыкающих соотношений. На рис. 1 приведен пример расчетов показателей разработки с помощью данной модели – обводненность скважины, накопленная добыча нефти и жидкости. Модель показывает физически непротиворечивые результаты. Существуют, конечно, и более сложные модели конусообразования.

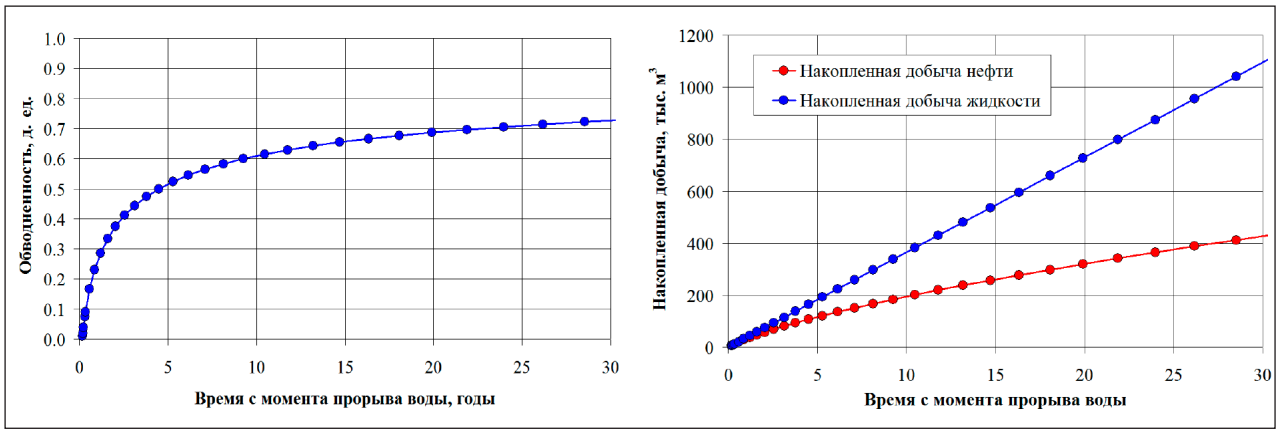



*Рис. 1. Пример расчетов показателей разработки с помощью модели образования и развития конуса воды*

В **методе универсальных динамических ячеек** в интерпретации М. Уолша и Л. Лейка рассматривается целиком нефтегазовая залежь. Учитывается расширение газовой шапки (опускание ГНК) и подъем ВНК в процессе добычи нефти. Основные положения модели универсальных динамических ячеек:

1. Рассматривается нефтяной пласт с газовой шапкой и подошвенной водой.
2. Залежь углеводородов разделяется на три зоны: залежь нефти, газовая шапка, промытая водой зона.
3. Размеры зон (блоков) изменяются в процессе разработки.
4. Значение насыщенности в нефтяной залежи изменяется со временем.
5. В газовой шапке и промытой зоне насыщенность со временем не меняется.
6. Нефтяная залежь и газовая шапка в начальный момент времени содержат все три фазы.
7. Начальная насыщенность водой каждой области равна $S_{wcr}$.
8. Газовая шапка содержит нефть с начальной насыщенностью $S_{ogcr}$.
9. В начальный момент времени промытая зона отсутствует.
10. Газовая шапка равномерно расширяется по всей площади.
11. Вода вторгается только в нефтяную залежь.
12. Промытая зона не содержит газ. Нефтенасыщенность в ней равна остаточной насыщенности в присутствии воды $S_{owcr}$.
13. Добываемый газ можно закачивать в газовую шапку.
14. Воду можно закачивать в нефтяную залежь.
15. Сегрегацией выделяющегося из нефти газа при падении пластового давления пренебрегаем, то есть вторичная газовая шапка не образуется.
16. Пластовая вода может быть как подошвенной, так и законтурной, то есть залежь может иметь как массивное, так и пластовое строение.
17. Все слои хорошо связаны между собой, поэтому можно оперировать средним по залежи углеводородов значением пластового давления.

Процесс разработки достаточно сложный и описывается большим количеством соотношений. Однако в модели нет ни одного дифференциального уравнения – модель целиком основана на балансовых соотношениях, как и модель материального баланса в интегральной форме. На рис. 2 приведен пример использования модели.

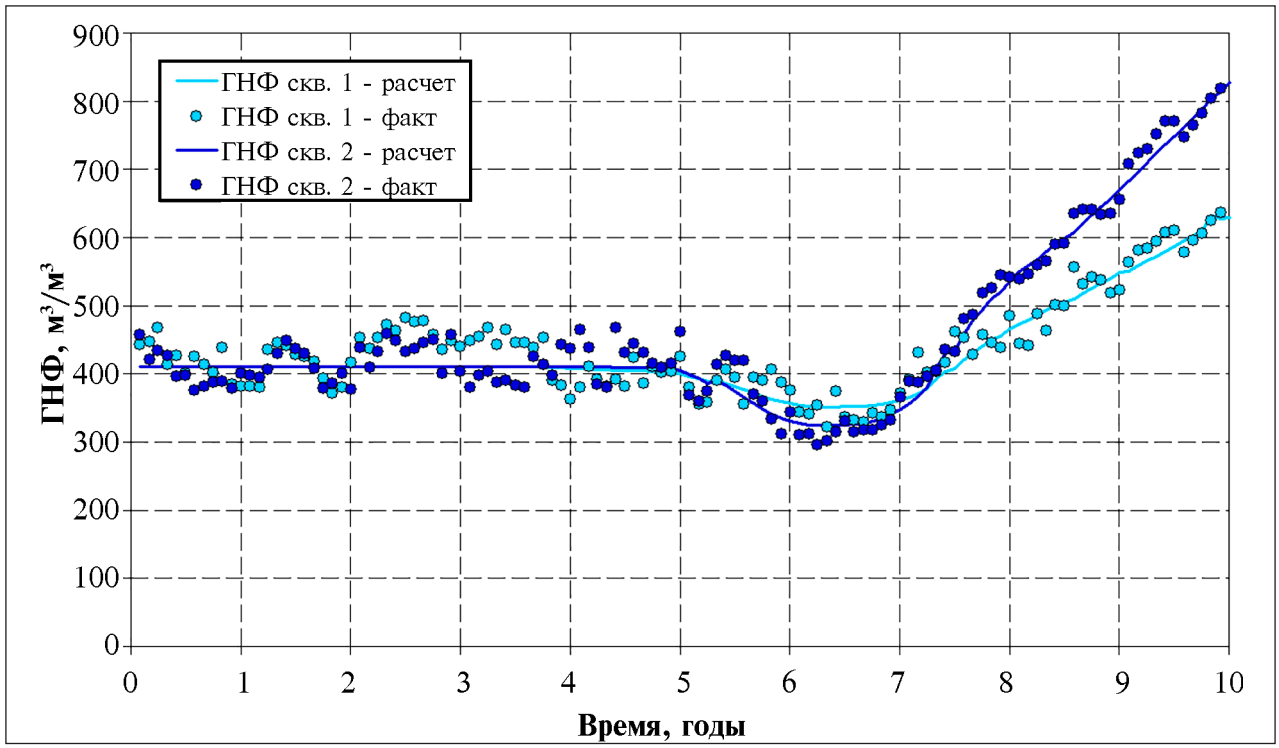



*Рис. 2. Пример расчета газонефтяного фактора (ГНФ) для двух соседних скважин с помощью модели универсальных динамических ячеек*

**Эмпирическая модель** – разновидность математических моделей, основу которой составляют результаты анализа некоторого объема данных, полученных в результате эксперимента или измерений. Результатом подобного анализа является создание новых формул, уравнений, закономерностей, корреляционных зависимостей, описывающих связь между рассматриваемыми величинами. Рассмотрим эмпирические модели на примере модели [1] для разработки нефтяной оторочки:

1. Отличительной особенностью процесса разработки нефтяных оторочек в подгазовых зонах пласта являются активные процессы массообмена и конусообразования.
2. Один из способов их учета при прокси-моделировании – использование табулированных зависимостей – номограмм.
3. В работе [1] номограммы строились при помощи секторного гидродинамического моделирования.
4. Расчеты выполнялись для различных соотношений газо-, нефте- и водонасыщенных толщин.
5. В результате расчетов были получены: газовый фактор, обводненность, дебит нефти в зависимости от добытой доли начальных извлекаемых запасов для различных соотношений толщин газовой шапки и нефтяной оторочки и двух режимов разработки: на истощение и с закачкой воды. Все зависимости безразмерные.

Данная модель является конкурентом метода универсальных динамических ячеек, рассмотренного ранее. Она удобнее в использовании, но не позволяет прослеживать положение ГНК и ВНК. На рис. 3 и 4 приведен пример использования модели из работы [1]. Расчеты с помощью эмпирической модели хорошо согласуются с расчетами с помощью гидродинамического симулятора. В эмпирической модели [1] дебит нефти, газовый фактор и обводненность вычисляются по номограммам. Пластовое давление определяется с помощью материального баланса. Газосодержание (растворимость газа в нефти) и конденсатогазовый фактор зависят от давления.

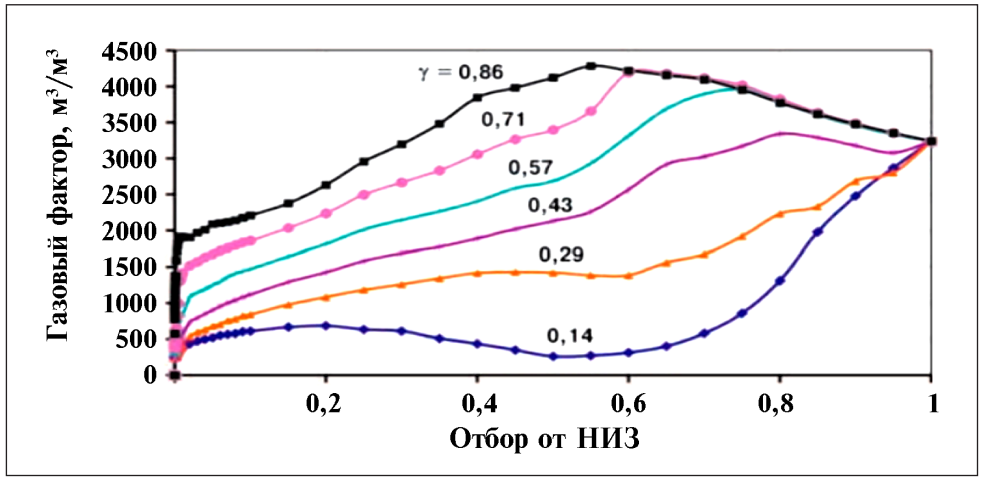



*Рис. 3. Номограмма для зависимости газового фактора при разработке на режиме истощения от отбора от начальных извлекаемых запасов нефти и конденсата (НИЗ) для различных соотношений толщины газовой шапки и общей толщины, насыщенной УВ [1]*

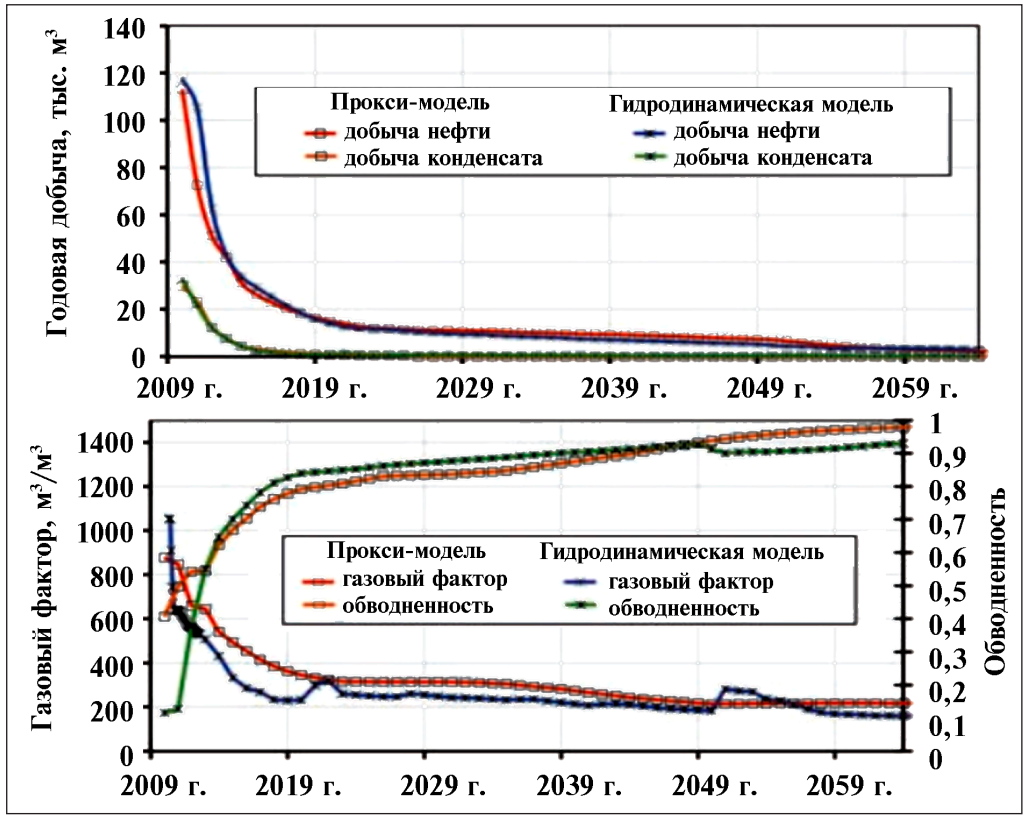



*Рис. 4. Результаты тестирования эмпирической модели [1]*

Рассмотрим **INSIM–модели** (Interwell Numerical Simulation Model) – численные модели межскважинного взаимодействия. Таких моделей существует несколько. В них каждая пара скважин (нагнетательная – добывающая) взаимодействует через отдельный, независимый участок пласта, характеризующийся своей проводимостью и поровым объемом. Уравнение для давления похоже на уравнение материального баланса в дифференциальной форме, но учитывает перетоки между нагнетательной и добывающей скважинами. При этом учитывается изменение насыщенности. Уравнение для давления решается численно.

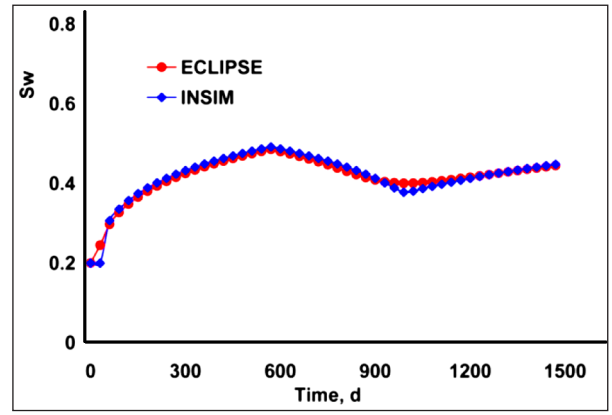



*Рис. 5. Оценка качества расчета водонасыщенности (Sw) с помощью INSIM-модели [2]*

Так как трехмерная или двумерная задача сводится к набору линейных задач между парами скважин – распределение насыщенности рассчитывается с помощью модели Бакли-Леверетта, которая имеет аналитическое решение, пласт и флюиды несжимаемые. Такой подход дает возможность с помощью сравнительно простой модели отслеживать положение фронта вытеснения между парами скважин и строить распределение насыщенности. На рис. 5 приведен пример использования модели из работы [2]. Видно хорошее совпадение профиля насыщенности с Eclipse.

Рассмотрим **резервуарную модель**. Таких моделей много. Они различаются фильтрационной моделью (математической постановкой задачи) и способом учета неоднородности. Их особенность – они рассматривают пласт или большой его участок, вскрытый несколькими скважинами, как единый резервуар, одну ячейку, которая не взаимодействует с остальными ячейками (если они вообще есть).

**Авторская резервуарная модель**. Основные положения модели:

1. В рассматриваемой зоне пласт должен быть единой гидродинамически связанной системой.
2. Пластовое давление выше давления насыщения нефти газом.
3. Капиллярными и гравитационными силами пренебрегается.
4. Распределение флюидов в пространстве не учитывается, т.е. можно оперировать средними по рассматриваемому участку пласта насыщенностями.
5. Модель не позволяет предсказывать время прорыва воды в добывающие скважины (что вытекает из предыдущего пункта), поэтому на момент перехода от адаптации модели по истории разработки к прогнозу показателей разработки все добывающие скважины должны быть обводнены.
6. Изменение пластового давления по площади рассматриваемого участка мало и можно оперировать средним по участку пластовым давлением.
7. Пласт представлен одной емкостной системой (либо поры, либо трещины).
8. Переток нефти через границы участка отсутствует.

Модель описывается двумя обыкновенными дифференциальными уравнениями сохранения объемов нефти и воды в участке пласта в поверхностных условиях. Замыкается модель соотношением баланса насыщенностей нефти и воды и соотношениями для зависимости объемных коэффициентов фаз и пористости от давления в предположении слабосжимаемых флюидов в упругом пласте. Тогда можно легко получить соотношения для пластового давления и насыщенности [3], которые будут зависеть от начальных

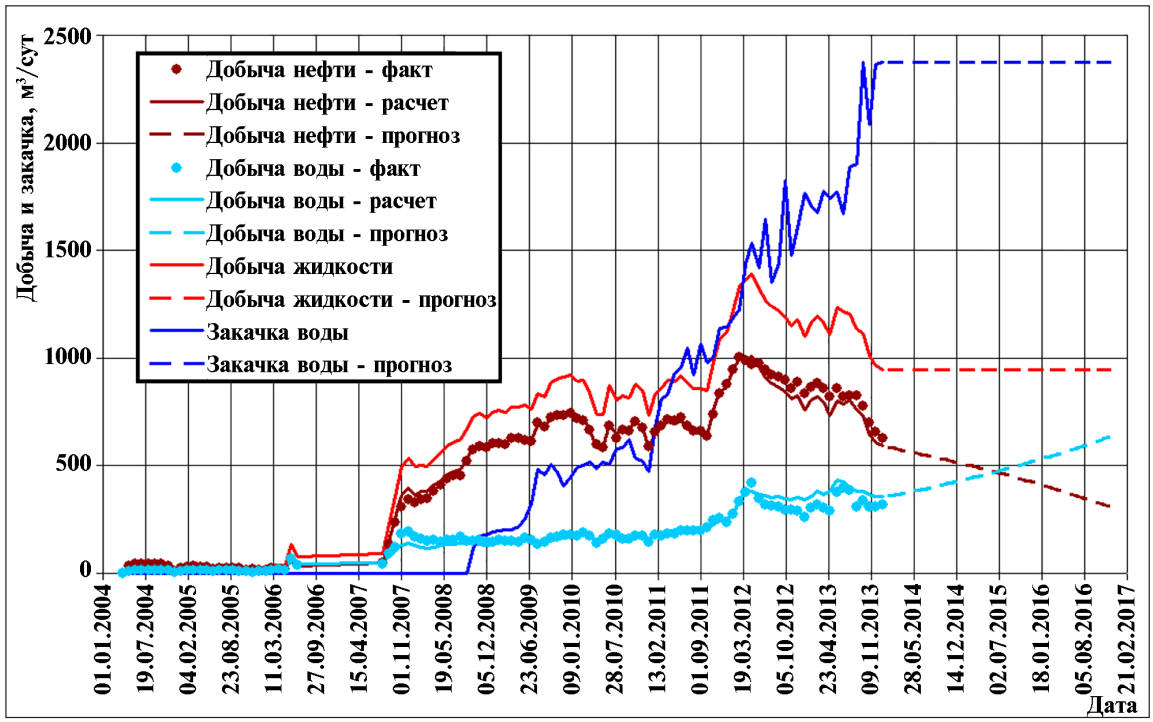



*Рис. 6. Пример использования авторской резервуарной модели [3]*

условий, геометрии участка пласта, средних фильтрационно-емкостных свойств пласта свойств флюидов, относительных фазовых проницаемостей и истории работы скважин. Пример использования авторской резервуарной модели приведен на рис. 6.

Рассмотрим **CRM-модели** или емкостно-резистивные модели. Этот класс моделей описывает интерференцию между добывающими и нагнетательными скважинами. Модель состоит из двух видов уравнений, отвечающих за пласт (емкостные) и приток к скважине (резистивные). Есть много различных вариантов CRM-моделей в зависимости от того, насколько большой участок пласта рассматривается в качестве элементарной единицы. Например, в модели CRMT все скважины работают в один объем пласта, а в модели CRMIP каждая пара скважин (добывающая-нагнетательная) имеет свой собственный объем пласта, изолированный от других пар. Преимущество CRM-моделей – исключение из расчетов пластового давления.

Рассмотрим **авторскую CRM-модель**. Все нагнетательные скважины, взаимодействующие с данной добывающей, работают в ее объем дренирования. Предположения модели:

1. Нефть и вода слабосжимаемые жидкости.
2. Пласт упругий, зонально неоднородный.
3. При расчете дебита жидкости не учитывается изменение насыщенности.
4. При расчете обводненности не учитывается сжимаемость пласта и флюидов.

В этих условиях можно получить приближенные полуаналитические решения системы CR-уравнений относительно забойного давления или дебита жидкости в зависимости друг от друга и истории работы соседних скважин. Водонасыщенность рассчитывается исходя из балансовых соотношений. Обводненность вычисляется из водонасыщенности по формуле Бакли-Леверетта. Отличительная особенность модели – на дебит жидкости (забойное давление) и обводненность влияют не только нагнетательные, но и соседние добывающие скважины. На рис. 7 приведен пример использования модели.

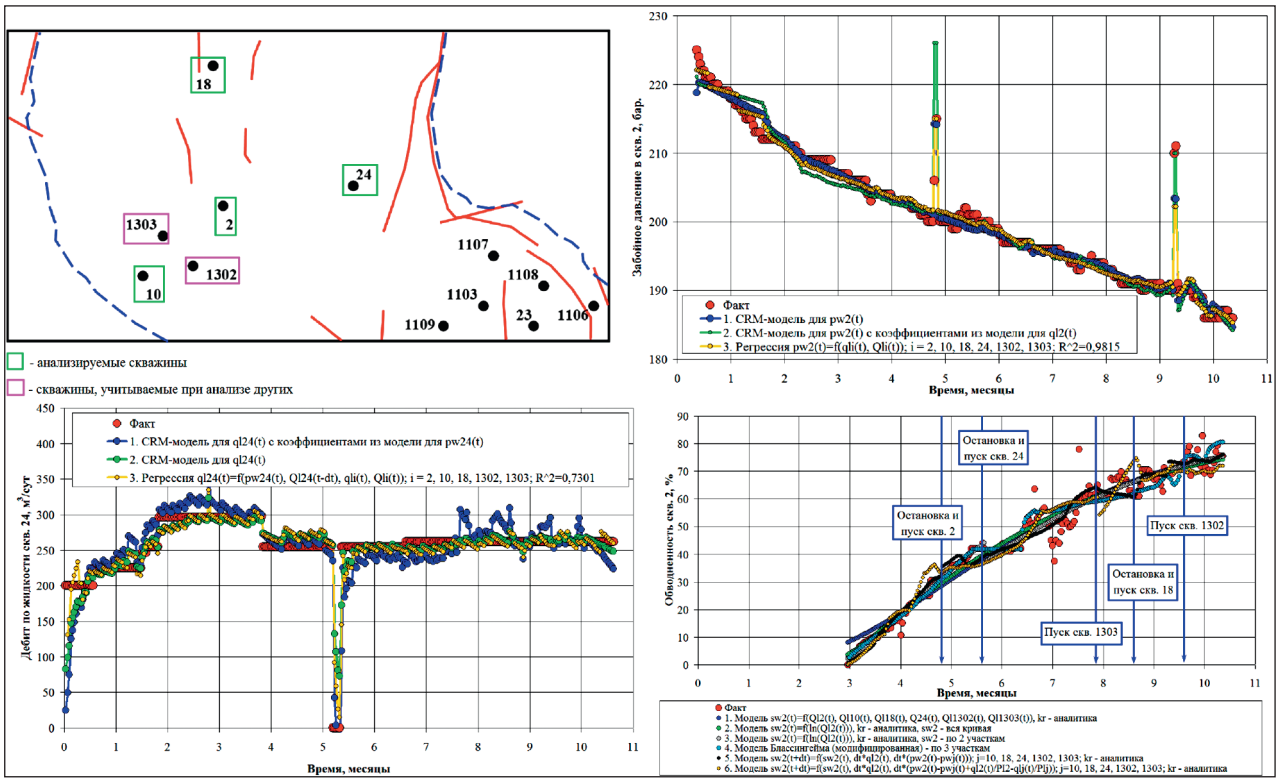



*Рис. 7. Пример использования авторской CRM-модели*

Рассмотрим **суперэлементную модель**. Существует много различных суперэлементных моделей. Суперэлементы – это ячейки модели, размеры которых сопоставимы с расстоянием между скважинами. Тогда число ячеек модели (если не рассматривается слоистость) примерно равно числу скважин (возможно введение дополнительных точек в обширных неразбуренных зонах). Такой подход позволяет строить гидродинамические симуляторы с очень высокой скоростью счета и уменьшенными требованиями к исходным данным. Это позволяет быстро считать задачи оптимизации разработки без сложных геологических построений и без использования высокопроизводительных вычислительных систем.

Рассмотрим **авторскую суперэлементную модель**. Для описания фильтрации используется система дифференциальных уравнений в частных производных и замыкающих соотношений для модели двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей (нефти и воды) в упругом пласте, капиллярными и гравитационными силами пренебрегается. Система уравнений дискретизируется на сетке Вороного. Это достаточно стандартная система уравнений для симуляторов, хотя в суперэлементных моделях обычно используется несколько другой подход. В модели с ячейками таких размеров прорыв воды должен происходить мгновенно. Чтобы его избежать и получить реальную динамику обводнения используется специальная форма модели относительных фазовых проницаемостей. Отличительная особенность авторской модели – использование полностью явной по давлению и насыщенности численной схемы, что возможно благодаря большому размеру ячеек. На рис. 8 приведен пример использования модели. Видно хорошее совпадение расчетов на суперэлементной модели с расчетами в коммерческом симуляторе даже на прогнозном периоде.

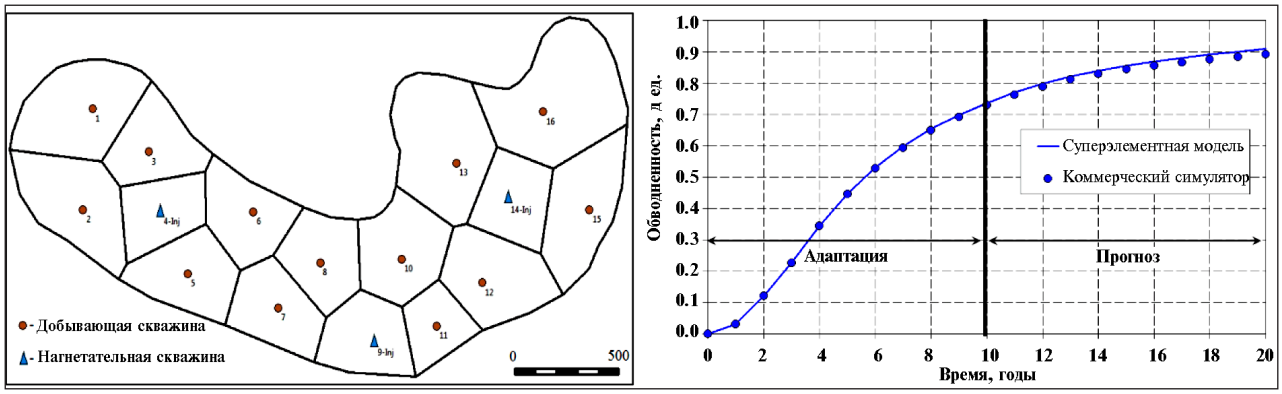



*Рис. 8. Пример использования авторской суперэлементной модели*

## Заключение

1. В работе перечислены основные виды прокси-моделей.
2. Рассмотрено 9 наиболее интересных с точки зрения авторов прокси-моделей.
3. Рассмотренные прокси-модели позволяют решать задачи, возникающие в следующих случаях: при заводнении нефтяных месторождений, при разработке нефтяных оторочек, при падении пластового давления ниже давления насыщения.
4. Приведены 3 авторских прокси-модели.
5. Представленные модели могут использоваться для решения прямых задач разработки (прогнозных расчетов показателей разработки) и обратных задач разработки (например – оптимизация показателей разработки).
6. Большинство методов решения обратных задач предполагает многократное решение прямой задачи, поэтому для этих целей удобно использовать прокси-модели.
7. Особенно актуально использование прокси-моделей при построении интегрированных моделей (пласт – скважина – поверхностное оборудование), так как в случае использования гидродинамических симуляторов эта задача становится очень ресурсозатратной.

**Работа выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН «Проведение фундаментальных научных исследований (47 ГП)» по теме № FNEF-2022-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов», рег. № 1021060909165-8-1.2.1.**

ЛИТЕРАТУРА

1. **Гимазов, А. А.** Построение прокси-модели для расчета уровней добычи нефти в подгазовых зонах пласта / А.А. Гимазов, А.В. Байзигитова, С.М. Бикбулатов, И.И. Владимирова, М.А. Шабалин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 63-65.

2. **Hui Zhao, Zhijiang Kang, Xiansong Zhang et al**. INSIM: A Data-Driven model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application // SPE-173213-MS. – 2015.

3. **Афанаскин, И. В.** Адресная оценка эффективности реализуемых систем разработки нефтяных месторождений / И.В. Афанаскин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. - № 8. – С.44-54.

УДК 550.8.013

# ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ (СОДЕРЖАТЕЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПОПОЛНЕНИЯ И ОТБРАКОВКИ ЗНАНИЙ И ИХ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ)

**Б.Н. Еникеев**

*АО «ПАНГЕЯ», г. Москва*

В публикации рассматривается задача выбора петрофизических взаимосвязей и инверсии данных ГИС с отобранными петрофизическими взаимосвязями. Рассмотрение ведется на примере одного из решений этой задачи для отложений тюменской свиты Юго-Востока Западно-Сибирской платформы. В работе анализируется сходство и различие структуры известных петрофизических взаимосвязей, а также области ограничения их применимости. С учётом особенностей решаемой задачи обсуждается конкретный выбор компонентного состава и задание относительных ошибок различных методов ГИС. Обсуждаются результаты использования предложенных соотношений и ограничения на область применимости предложенного подхода.

*Петрофизика, пористость, карбонатность, моделирование, плотность, скорость, литология, геохимия, комплексирование, взаимосвязи, керн*

# PETROPHYSICAL INVERSION (SUBSTANTIVE PROBLEMS OF ADDITION AND REJECTION OF KNOWLEDGE AND THEIR SHARING)

**B.N. Enikeev**

*Pangea, Moscow*

The publication addresses the problem of selecting petrophysical relationships and inversion well log data with selected petrophysical relationships. The consideration is carried out on the example of one of the solutions to this problem for the deposits of the Tyumen Formation of the South-East of the West-Siberian Platform. The paper analyzes the similarity and difference in the structure of known petrophysical relationships, as well as the areas of limitation of their applicability. Taking into account the peculiarities of the problem being solved, a specific choice of the component composition and setting the relative errors of various well logging methods are discussed. The results of using the proposed relations and restrictions on the range of applicability of the proposed approach are discussed.

*Petrophysics, porosity, carbonate content, modeling, density, speed, lithology, geochemistry, complexing, interconnections, core*

---

*«Стратегия без тактики – это самый медленный путь к победе.*
*Тактика без стратегии – это просто суета перед поражением.»*
*Сунь-Цзы*

## Введение

Существует значимая разница между умениями «практиков» (нередко узкоспециализированными и порой опирающимися на традиции и фольклор), настойчивостью «теоретиков» (часто навязывающих, по существу, заведомо упрощенные, но громоздкие решения этим «практикам») и энтузиазмом драпирующихся под эмпириков «интерполяторов» (пытающихся данные, подготовленные и унифицированные практиками, и

якобы объясненные «теоретиками» распространить с помощью освоенных ими средств или среды аппроксимации).

Конечно, разнообразие ролей и реализуемых ими подходов не сводится к только лишь вышеперечисленным вариантам, а в каждом из них существуют свои подтипы и решения, не говоря уже о практике. Порой эти решения существенно предопределяют желаемый результат и заказанный способ его достижения.

С другой стороны, именно разнообразие подходов позволяет оспаривать любой из них и потенциально несет в себе и стимул, и средства для устранения или совершенствования.

Нередко порой всё ещё *принято сводить петрофизику к построению парных взаимосвязей (индивидуально для вычлененных стратиграфических единиц)* и количественную интерпретацию к формальному использованию этих взаимосвязей. При таком подходе часто возникают концептуальные трудности нескольких типов:

– *парные связи могут быть* (и при малых ошибках в замерах данных обычно должны быть!) *менее устойчивы, чем многомерные*;

– *при построении парных связей нередко игнорируются известные тренды* (скажем, взаимосвязь изменения свойств пород с глубиной их залегания и возрастом);

– *для построения парных взаимосвязей может не хватать данных* (поскольку данные дробятся по стратиграфической принадлежности);

– *применение парных связей как цепочки подстановок ведет к накоплению ошибок на последнем этапе расчетов (оценка насыщения)*. Это понижает точность получаемых таким путем результатов;

– *в рамках использования двумерных связей, их порой применяют для калибровки каротажа*, зачастую игнорируя влияние смещения от таких факторов как наличие углисто-растительного детрита или газа, или аномальных свойств тяжелых акцессорных минералов.

Ситуация в области математизации геологии и геофизики сильно изменилась с 60-х годов прошлого века. Энтузиасты, печатающие тексты своих алгоритмических и программных решений, встречаются всё реже, открытые решения обычно не просто выделить из капсулирующей их программной среды, а их поиск, освоение, обоснование и выявление ограничений и степени адекватности стоящим задачам занимают всё больше времени.

В этой связи легко рассматривать пополняющие друг друга решения в духе принципа дополнительности или кентавристики.

Все указанные тенденции проявляются и в области петрофизики.

Отталкиваясь от такой установки уместно рассмотреть некоторые привычные для специалистов задачи с немного более формальных позиций. В подобном ракурсе задача выявления петрофизических взаимосвязей, степени их близости к другим взаимосвязям и эмпирическому материалу, по существу, относится к числу наиболее важных. В этой связи представляет интерес возможность продвижения в этих направлениях.

Возможности петрофизической инверсии, игнорирующей или предельно упрощающей изучаемый объект (по сути, остаются только скелет и поры, реже ещё и глинистость) ограничены, а более реалистичным моделям, для повышения устойчивости, необходима дополнительная априорная информация об объекте.

Как выглядят дескриптивная композитная и процессная модель работы с объектом в целом понятно, но избежать нормативного подхода с выпячиванием знакомых лично достоинств и недостатков (своих и тем более чужих) не удивляет. Петрофизика в основном количественная область знаний и потому вкусовые оценки и пристрастия выражены относительно слабо и многие задачи обманчиво точно формулируются.

При интерпретации, по сути, необходимо выбрать перечень желаемых (потенциально восстанавливаемых по геофизическим данным) свойств пластов или модели в целом, используя соотношения и оценки точности связей геофизических данных и этих свойств и априорную (для петрофизиков) информацию об этих свойствах.

Конечно, это не сводится к натурфилософской идее о связи всего со всем. А намек на одну из попыток отразить структурированность и сложность используемых при этом процессов петрофизического обоснования интерпретации автор изобразил на рис. 1 [2].

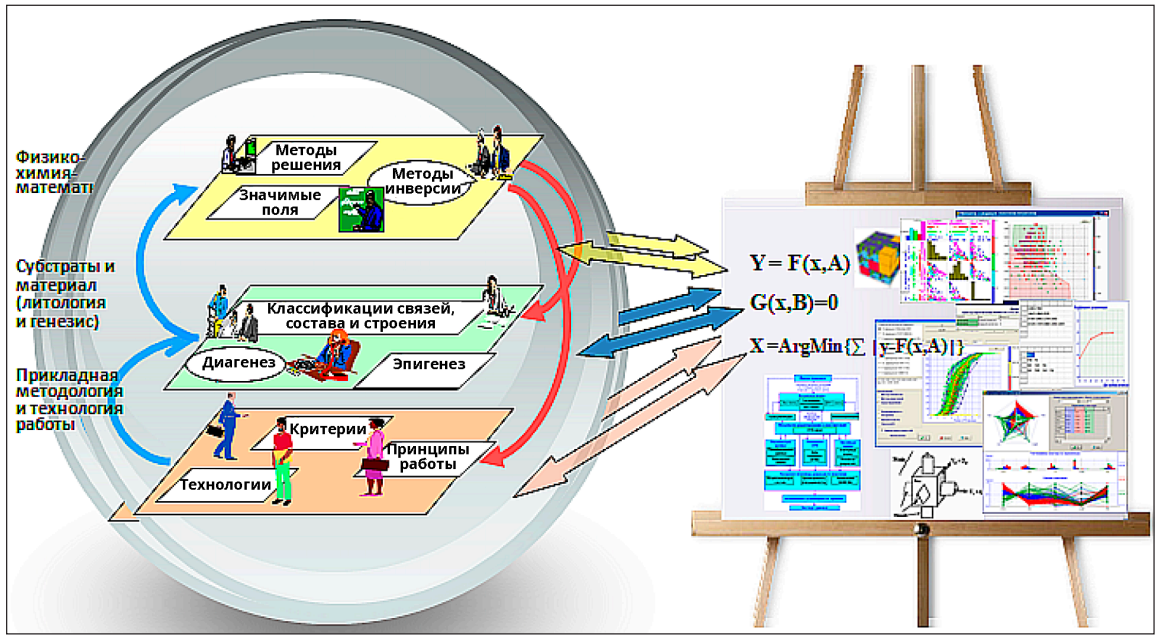



*Рис. 1. Соотношение различных знаний и умений при петрофизическом обосновании интерпретации*

Произвол связей удается устранить, введя прямые модели и их инверсию. Как показали Л.А. Халфин и Ф.М. Гольцман [2, 8] при наличии таких моделей формально значения искомых свойств и коэффициентов можно находить методом максимума апостериорной вероятности [8].

При этом перечень восстанавливаемых свойств можно уточнить перебором (выбирая их набор, дающий максимум апостериорной вероятности). Но проблема отличается от формально математической, поскольку включает необходимость учёта множества факторов и оценок их неопределенности.

Реальный мир показывает, что часто объекты разделены на классы и поэтому необходимы разные априорные вероятности для разных по петрофизике классов. Для описания ситуации часто неплохо подходит модель изучаемого объекта как варьирующей с глубиной смеси многомерных распределений или регрессий, с векторами компонентного состава характерными для разных типов пород.

Дело за малым – разобраться с перечнем свойств, влияние которых значимо и с априорной задачей описания их изменчивости. По сути, это смотрится как задачи петрофизики и петрофизиков.

В данной статье автор описывает свою логику действий при выборе необходимых свойств, и констант части взаимосвязей для конкретного объекта Юго-Востока Западной Сибири и некоторые частные проблемы и задачи, выявленные в ходе этой работы.

## Эмпирические взаимосвязи в петрофизике

О парных связях часто можно судить по их форме (если она окончательно не расплывается). Роли, выявленные на всех уровнях петрофизического обоснования (рис. 1), и предполагают общение участников и некий лексический набор для такого общения.

М.Г. Латышева делила парные связи визуально на несколько групп (колбаса (с коэффициентом корреляции 0,9 и выше; огурец, с коэффициентом корреляции порядка 0,75; дыня с коэффициентом корреляции 0,5-0,65 и арбуз с коэффициентом корреляции ниже 0,5) [2].

В случае, когда связи нелинейные (скажем, выпуклы или вогнуты) можно брать корреляционное отношение с аналогичной оценкой зашумленности или судить по невязке данных с восстановленной кривой взаимосвязи.

В случае, когда на корреляционном поле точки группируются в отдельные кластеры, всё сложнее. Так М.М. Элланский выделял в отдельные классы «ножницы» и «писающего мальчика» [27].

Однако уже с первых публикаций по петрофизике авторы пытались работать с причинными взаимосвязями (обычно парные взаимосвязи пробовали развернуть по дополнительным факторам, таким как глубина, глинистость, трещиноватость, минералогический тип и т.д.).

Подобные сравнения для зависимости параметра пористости от пористости были начаты с первой публикации В.Н. Дахнова про уравнение Дахнова-Арчи и широко проводились в школе В.Н. Дахнова в 50-60-е годы для взаимосвязи пористость – параметр пористости и пористость – проницаемость.

Широкая компьютеризация привела к распространению корреляционных полей пористость – проницаемость с различной интерпретацией разных участков этих полей (с выделением и зон для разных фаций – и областей трещиноватости и кавернозности – Lucia [24] и глинизации).

Настойчивые попытки Amaefule и др. [23] насильственно привязать эти области к уравнению Козени-Кармана, а их последователей, – добровольно повторять все извивы его построений, свидетельствуют о востребованности подобной кластеризации. Такой кластеризации, которая претендует на причинное объяснение и строится как совокупность монотонных сдвигов от постулируемой «идеальной» взаимосвязи.

## О схемах работы и о характере взаимосвязи литологии и геохимии с петрофизикой

Выше намечены задачи петрофизики для идеализированных условий, когда искомая информация существует и доступна в уютно препарированном виде. Но как и где искать требуемую информацию, да ещё и специального вида?

Поскольку объектом изучения в настоящее время чаще всего оказывается месторождение в целом, то и само изучение (построение и анализ правдоподобных моделей) приходится проводить в разных масштабах и разными методами, непросто сочетаемыми друг с другом.

По сути, вновь возникает известная проблема разработки различных языков описания объектов и координирования их совместной работы [21, 25]. Есть крайние альтернативы построения сверху (по сути, нормативный подход) и снизу (когда деятельность формируется и транслируется по принципу best practices).

Основная трудность в том, что большая часть знаний в науках о земле плохо формализуема, некомпактна, а порой субъективна и противоречива. Работать с таким полуфабрикатом трудно, если вообще реально. Поэтому переносимые знания часто

опрощаются, из них апологетически вытаскиваются удобные для применения соображения, а информация о их точности и условиях применения отбрасывается.

Нередко именно с этой целью профессионалы и энтузиасты изобретают классификации и типы (такие как сейсмофации и сейсмотипы, литотипы, петротипы, хемотипы и геомеханические типы и т.д.). При этом, с одной стороны, каждый такой тип должен иметь свою область изменения атрибутов, а геологи нередко уверяют, что увязывают их с десятками обстановок осадконакопления и кривой уровня моря. При этом попытки формально определить эти самые типы и оценить точность их определения нередко или проблематичны, или опираются на упрощенный формальный аппарат малопригодный для отражения предметной специфики.

Конечно, повсеместно сложно отказаться от идеи считать свои задачи основными и из врожденного благородства души вырезать представителям иных дисциплин мелкие поделки в специально отведенных углах. Но попытки сборок предметно ориентированных языков со специальными алфавитами обречены на подобное существенное упрощение языков других предметов (так порой литологи спокойно оперируют упрощенными представлениями об однозначности связи нейтронного каротажа и пористости или доказательности электрофаций, или представлениями, что кривые ПС и ГК эквивалентны). На удивление легко и изящно порой формулируется задача петрофизики: «*Основой петрофизической модели продуктивного коллектора является выделение в разрезе пласта индикатора гидравлической единицы (FZI) и гидравлической единицы потока (HFU), как основных базовых петрофизических ячеек расчёта при формировании фильтрационной модели.*

*Расчёт индикатора гидравлической единицы (FZI) для отдельного продуктивного резервуара проводится по имеющейся совокупности измерений пористости и проницаемости, определённых по данным кернового материала и ГИС, в соответствии с существующей формулой*». К счастью, поскольку критическое мышление присуще большинству профессий, в журнальных публикациях можно отметить и трезвые оценки распространенных увлечений [13].

Легко спрогнозировать, что и попытки рекрутировать часть литологических и геохимических построений для нужд петрофизики и интерпретации ГИС поневоле будут упрощены. Тем не менее, другие альтернативы чудесного перехода между языками не просматриваются.

Существует ряд важных и сложных срезов проблемы петрофизического обоснования, требующих перевода языков других профессий. Проблема в том, что повсеместное усложнение состава и структуры горных пород требуют для учёта их специфики всё больший объём знаний, редко используемых в петрофизике ранее. От моделей пород, зависящих от 2-3 переменных, петрофизика переходит к существенно более сложным (достаточно вспомнить об учете нескольких типов цемента или о часто встречающемся микрослоистом залегании пород).

С одной стороны, речь идет об области, которую часто называют бассейновым моделированием (фактически речь идет о закономерностях преобразования состава и строения горных пород по мере их погружения и преобразования, включая и преобразование органических компонент). Поскольку помимо традиционных представлений всё больше внимание уделяется тематике неорганического происхождения нефти и значимости роли живого вещества и гидротерм роль факторов нельзя игнорировать. Именно из-за наличия существенных неопределенностей в таком моделировании приходится ограничивать область потенциально желаемых. В последние годы всё чаще встречаются изображающие горные породы или их изменения скетчи (условно обобщенные визуальные образы) такие как на рис. 2-3. На обоих рисунках квадраты (расположенные слева) сплющиваются в прямоугольники (расположенные справа) за счет растворения

полевых шпатов и обломков и сжатия и трансформации глин. В обоих изображениях появляется вторичная пористость. Но на рис. 2 она странным образом изолирована от остальных флюидов.

Рисунком типа 2 в петрофизике отмечают схемы типа квадрата Wyllie или его эволюции (рис. 3). Цвета на рис. 3 подобраны, как напоминающие изображенные на рис. 2.

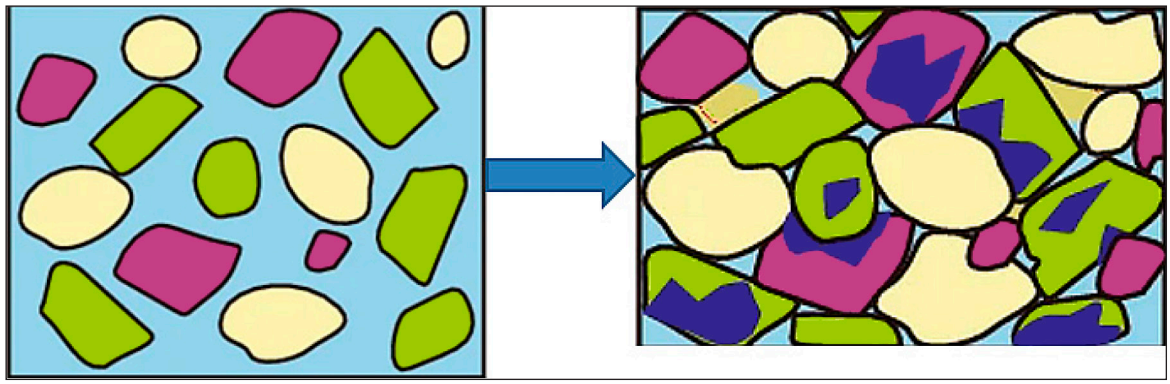


*Рис. 2. Постседиментационная трансформация песчаников ([26] с изменениями)*

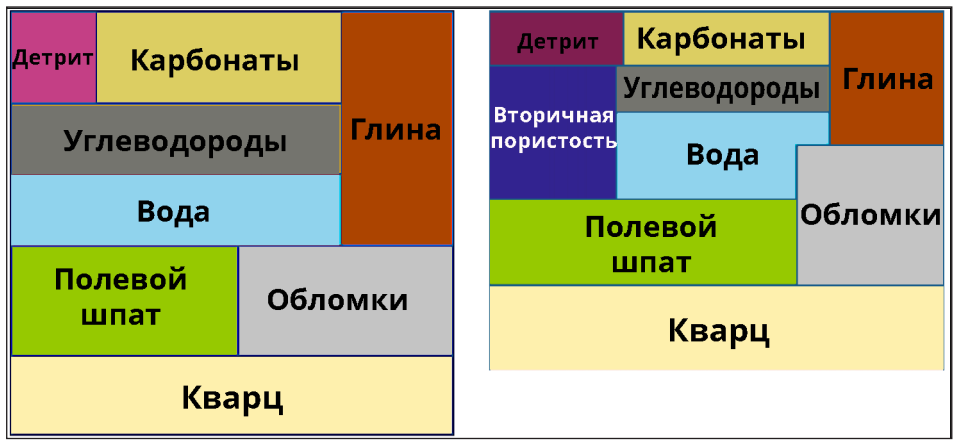



*Рис. 3. Постседиментационная трансформация песчаников, изображенная при помощи квадрата и прямоугольника Wyllie*

Явным недостатком квадратов Wyllie является их бесструктурность (хотя изначально Wyllie пытался выражать с их помощью структуру расположения компонент породы.

Но в большинстве случаев петрофизикам достаточно даже той бесструктурной информации которую традиционно относят к ведомству литологов, седиментологов, геохимиков [9-11].

Часть проблем с привлечением такой информации заключается в том, что она плохо формализуема и включает компоненты, носящие субъективный характер, вдобавок сильно варьируемые между объектами изучения. Тем не менее, в публикациях многих специалистов постепенно конденсируются близкие по содержанию формы представления подобных знаний. Уместно попытаться наиболее привычные из них сформулировать.

– Рутинный и потенциально наследуемый аппарат представления и эволюции состава пород (литологический треугольник) довольно нагляден.

– Гранулометрия песков позволяет высказать гипотезы об условиях их осадконакопления.

– Содержание породообразующих минералов и соотношение редкоземельных химических элементов позволяет судить об условиях образования.

– Соотношение различных органических соединений обычно отделяет континентальные условия осадконакопления от морских (обычно это грубо маркируется также по наличию или отсутствию угля и степени дифференциации кривых каротажа).

– Геотермический градиент, теплопроводность и долевое содержание в терригенных отложениях кварца позволяют оценивать изменение температуры отложений с глубиной и рассматривать кинетику процесса преобразования минералов по мере их погружения и последующего подъёма.

– Нефтегазообразование и такие явления как интрузии, рифты и разломы заслуживают отдельного рассмотрения. Личный опыт порой помогает расширить этот набор. Тем не менее, тема остается актуальной

## Петрофизические взаимосвязи и требования к ним

В принципе, большая часть применяемых петрофизических взаимосвязей отражает парные взаимосвязи и зависит не более чем от двух-трех параметров. Обычно два параметра фиксируют отрезок прямой или гиперболы, а третий её выгнутость – выпуклость. Иногда подобное построение естественнее (в зависимости от распределения ошибок измерений) проводить в двойном логарифмическом или полулогарифмическом масштабе.

Подобное формальное описание предмета занятий целого поколения петрофизиков могло бы рассматриваться как циничное описание имитации работы, если бы оно не несло в себе потенциал для более адекватной и полноценной деятельности.

Интересно посмотреть, как далеко и куда может завести подход, ориентированный скорее на многомерные, чем парные петрофизические взаимосвязи.

Пусть петрофизические взаимосвязи (для простоты рассматриваем взаимосвязи, не индексируя их по компонентам вектора **y**, фактически рассматривая его как скаляр) имеют компактный вид (1):

$$y_j = F_j(x_1, x_2 \ldots x_k, l, A_1^1, A_2^1, .. A_l^1, z_1, z_2 \ldots z_k), \quad (1)$$

где **F** – отображение векторов **X** (компонентов состава и насыщения породы), **A** – вектор коэффициентов взаимосвязей и **Z** – вектор дополнительных (мешающих) переменных (часто отражающих все значимые, но не учтенные в зависимости объективные степени свободы или факторы, привлеченные как заведомо влияющие).

Заманчиво было бы замахнуться и на субъективные факторы, но в этом легко увязнуть. Какие свойства желаемы и ожидаемы для зависимости типа (1):

– *Существенность* (отсутствие доминирования несущественных факторов).

– *Преемственность* (принцип соответствия – соотношения (1) имеют упрощенные аналоги или сводятся к ним).

– *Прозрачность* (наглядность, простота, неопровергаемость с порога, связь с известными концепциями).

– *Адаптируемость* (настраиваемость) под конкретные условия (обычно подбором числовых значений вектора коэффициентов).

– *Непротиворечивость* в их выводе и практике применения.

– *Конструктивность* (непритязательность к требуемым для использования данным и способам их применения на практике).

– *Интерпретируемость* получаемых результатов или значений настраиваемых коэффициентов.

Наряду с этими свойствами не мешало бы вспомнить про *обоснованность* (тут всё сложно). Можно вспомнить про «теоретические фильтры» (асимптоты и симметрии [2-7]), более естественные для априорных уравнений. Легче перечислить настораживающие аргументы.

Всегда есть опасность обмана, самообмана и просто душевной лени, понуждающей согласиться с неприемлемым. Настораживает, когда происходит нередко встречаемое:

– предлагаемый вариант работы и его составляющие или зависимости не сопоставляются с известными альтернативами или экспериментом;

– зависимости анализируют не на известных исторических полигонах данных, а на малоизвестных, нерепрезентативных или собственных;

– не проводят сопоставление с известными альтернативами или проводят, но сравнивая в неравных условиях;

– проводят сравнение по нетрадиционным и неочевидным критериям или объявляется их запредельно высокая эффективность.

Обсуждение примеров реализации подобных практик каждый легко может вспомнить или найти.

## Популярные петрофизические взаимосвязи и возможность их аппроксимации и расширения

Предложенный автором типовой набор кросс-плотов (таблица 1) впервые показан в [2] и даже нашел любознательного сторонника [1].

*Таблица 1*

**Краткий перечень наиболее распространенных кросс-плотов [2]**

| № | Имя | Переменные | Применение |
|---|---|---|---|
| 1 | Slichter-Kozeni | Кп-Кпр-? | Связь пористости и проницаемости |
| 2 | Athy (1930) | Кп-Z-? | Уплотнение |
| 3 | Дахнов (1940), Archi (1941) | Кп-Рп-? | Оценка влияния пористости (Archi ввел Lg - Lg) |
| 4 | Archi (1941) | Кв-Рн-? | Оценка влияния насыщения |
| 5 | Leverett | Кф-Кпрф- R | Нормализация кривых фазовой проницаемости |
| 6 | Кобранова (1960) | Сгл-Кп-? | Разделение коллектор-неколлектор |
| 7 | Wyllie-Нечай-Заляев | Nk-Rp-Sw | Нормализация для оценки насыщения |
| 8 | Hingle-Pickett | Кп-Rp-Sw | Взаимосвязь пористости и сопротивления (Picket ввел Lg-Lg) |
| 9 | Wyllie-Pirson | Кп-Квс-Кпр | Связь трех характеристик коллектора |
| 10 | M.R.Wyllie | Кп-Dt-? | Нормализация для оценки литотипа |
| 11 | Fatt I. | р-Кпр-? | Влияние давления на проницаемость |
| 12 | Thomeer | Кві-Pi- R | Нормализация кривых вытеснения |
| 13 | Krumbein-Folk-Рухин | Md-So-Jl | Связь гранулометрии и литологии |
| 14 | Вендельштейн Б.Ю. | Сгл-Кп-ЕТАгл | Дифференциация коллекторов |
| 15 | Элланский М.М. | Кп-Рп-(Кгл/Кп) | Дифференциация по доле глин на объем пор |
| 16 | ПАНГЕЯ-1* | Сгл-Vал-Z | Корреляция глинистости и алевритистости в рамках литотипов |
| 17 | ПАНГЕЯ-2* | Кп-(Сгл+Скарб)-Z | Прогноз максимальной пористости с глубиной |
| 18 | ПАНГЕЯ-3* | Кп-Z- lg(Кпр) | Прогноз коллекторов |

Конечно, и сам набор свойств, редко встречаемый в случае парных взаимосвязей, и саму подтему можно было бы закрыть, перечислив пожелания, если бы в уравнении типа (1) не просочился контрабандой неожиданный и не всегда понятный вектор **Z**. Вместе с тем сама гипотеза о природе входящих в **Z** компонент является стимулом для анализа

Разумно попробовать примерить уравнение (1), взяв за основу уже известные и популярные соотношения, и посмотреть, можно ли извлечь что-то полезное из их унифицированного представления. Поместим избранные уравнения в виде таблицы 2.

*Таблица 2*

**Некоторые петрофизические взаимосвязи и их возможные расширения**

| № | Имя уравнения (по автору) | Уравнение | Переменные Z |
|---|---|---|---|
| T.1 | Дахнов- Archie (1940) Hill-Milburn-Эйдман-Вендельштейн (1956) | $\frac{\rho_п}{\rho_в} = \frac{A_1}{К_п^{A_2}}$ | $q_п$, $\eta_{гл}$, $\frac{\rho_{гл}}{\rho_в}$ . |
| T.2 | Элланский-Еникеев (1991) | $К_п = A_1 - A_2 * К_{гл}$ | $К_{карб}$ |
| T.3 | Kozeni-Carman (1927) | $К_{пр} = \frac{A_1 * К_п^{A3}}{(1 - К_п)^{A2}}$ | $К_{гл}$, $\eta_{гл}$, Z |
| T.4 | Buckley (1965) | $К_{во} = A_1 + \frac{A_2}{К_п}$ | $К_{гл}$, $\eta_{гл}$, Z |
| T.5 | Wyllie (1956) | $\Delta T = A_1 + A_2 * К_п$ | $К_{гл}$, Z |
| T.6 | Athy L. E. (1930) | $К_п = A_1 * e^{-A2*z}$ | $К_{гл}$, $\eta_{гл}$, T |
| T.7 | Таужнянский Г.В. | $К_{во2} = К_{во1} + A_1 * (P_2 - P_1)$ | $К_{гл}$, $\eta_{гл}$ |
| T.8 | Фоменко В. Г. (1986) | $\Delta T = A_1 + \frac{A_2 * К_п^2}{\sqrt{\alpha_{сп} - 0.05}}$ | $К_{гл}$, Z |

Все приведенные в таблице соотношения (число примеров не сложно увеличить) включают лишь часть значимо влияющих в особых условиях переменных. Вместе с тем, если не проводить специальные преобразования, то судить о близости приведенных соотношений с другими сложно.

Разные типы эмпирических кросс-плотов уже рассматривались в таблице 1. Правдоподобно предположение, что в первом приближении большая часть взаимосвязей линейна. Тогда уточняющие зависимость включением дополнительного параметра соотношения должны быть близки к разложению по этому параметру. И это допущение позволяет судить о степени правдоподобия выдвигаемых гипотез об уточнении и его форме. Делать подобного рода прикидки значимо проще, если можно выделить в группе переменных Z особенности, близ которых значения Z малы и можно разложить уравнение в ряд по этим малым переменным. Базовым вариантом может быть переход в точку с особенностями (например, с изменением связности по одной из компонент породы), тогда близ этой точки компоненты **Z** могут вести себя как степень отклонения от этой особенности. Есть и частный вид такого рода нормировки. Если в задаче по существу есть малые переменные, то часто полезной является перенормировка (по экстремальным ($B_m^1$ и $B_m^2$) значениям или математическому ожиданию и дисперсии).

$$z_m^{\,l} = \left( \frac{z_m \;-\; B_m^{\,l}}{B_m^{\,2} \;-\; B_m^{\,l}} \right). \qquad (2)$$

Мы ввели **Z** как одну из переменных, но возможна ситуация работы с многокомпонентной системой и чистыми разностями. Такая ситуация реальна (например в работе с моделью интервального времени), когда успешность применения аддитивного подхода при смешении компонент зависит от полноты их набора (игнорирование значимой компоненты приведет к неконтролируемости её влияния).

Число примеров можно увеличить. Так, рассматривая трещиноватость, легко попасть в ситуацию синергетического эффекта, когда каждая из компонент может не обладать свойством, а их совокупность срабатывает.

Но если приведенное соотношение (1) включает в себя малый параметр и $\alpha$ достаточно дифференцируемо, то оно может быть записано в виде (3):

$$y = F\ (x_1, x_2 \ldots x_k, l, A_1^{\,l}, A_2^{\,l}, \ldots A_l^{\,l}, z_{1,0}^{\,l}, z_{2,0}^{\,l} \ \ldots\ z_{k,0}^{\,l})$$

$$+\sum \left(\frac{\partial F}{\partial z_i} \Big|_{z_0^l}\right) * \Delta z_i + \sum\sum \frac{\partial^2 F}{\partial z_i \partial z_j} \Big|_{z_0^l} * \Delta z_i \, \Delta z_j \ + \cdots \qquad (3)$$

Такая запись, при условии, что второй и третий члены слева малы по сравнению с первым, даёт право рассматривать вычлененную переменную **Z** через малый параметр $\Delta \mathbf{z}$ с помощью производных $\frac{\partial F}{\partial x_i}$ в точке $\mathbf{z_0^{\,1}}$.

Конечно, соотношение (3) отлично записываемое в форме (4) где **z** взято в точке $\mathbf{z_0^{\,1}}$ может отличаться от потенциально возможных строгих аналитических выражений, детально и точно описывающих совокупность физико-химических процессов и влияние отражающих онтологию факторов, но при малом параметре (для удобства назовем его $\beta$ поскольку $\alpha$ для $\alpha$ПС уже зарезервировано). Итак, мы имеем соотношение типа (4) где $\beta$ – малый параметр:

$$y_j = F_j(\mathbf{X}, \mathbf{A}, \mathbf{z}_0) + C^*\beta. \qquad (4)$$

Вместе с тем, если отбросить весь псевдопетрофизический антураж, сопровождающий отдельные построения, оно описывает влияние сопутствующих факторов. Кроме того, разложение выделяет целый класс функций удовлетворяющих тем же разложениям по бесконечно малой

$$\boldsymbol{\beta} = \left(\frac{(1+\beta)^k - 1}{k}\right) = (e^{\beta} - 1) = ln(1 + \boldsymbol{\beta}). \qquad (5)$$

Применяя (5) можно включить в рассмотрение соотношения формально иные, чем разложение типа (4), но проходящие вблизи от используемого приближения. Их применение стоит начать с анализа того, какие переменные могут принимать маленькие значения.

Для хороших коллекторов могут быть малы и относительная глинистость, и глинистость и $\alpha$ПС, остаточная водонасыщенность и приведенная ёмкость обмена породы. Иногда малым может быть отклонение от среднего или от зависимости. Но одного использования первых членов разложения в ряд в общем случае не может быть достаточно. Надо учитывать и логико-профессиональные соображения.

Рассмотрим этот вопрос на примере нескольких соотношений, приведенных выше в таблице 1.

Типичной поправкой на влияние глинистости является поправка Hill-Milbern-Эйдмана-Вендельштейна.

В простейшем виде эта поправка вводится через сомножитель (коэффициент поверхностной проводимости – **П**). Этот коэффициент имеет вид поправки к уравнению (1) для слабоглинистой, а также для чистой (с нулевым содержанием глин или с нулевой ёмкостью обмена и т.д. неглинистой) породы. По сути, эта нормировка напоминает частную версию преобразования (2).

В итоге коэффициент **П** имеет вид (6):

$$П = (1 + C * \beta). \quad (6)$$

При этом, если отношение сопротивления глин (иногда пишут о «сопротивлении двойного слоя») равно сопротивлению воды, то поправка должна быть проигнорирована и чем больше это отношение отличается от единицы тем больше должна быть поправка.

Поэтому роль поправочного вектора β может играть произведение двух факторов – отношения сопротивления глины к сопротивлению воды (это, как и требует теория размерности, – безразмерная величина) и меры объёма, в котором этот комплексный фактор работает. Но если не определить в какую сторону должен влиять новый вводимый фактор сам по себе, разложение в ряд ничего не скажет (тут уже работают знаки производных, симметрия и условия поведения при вырождении переменных и продолжение по вводимому параметру).

Чтобы вместо аддитивного разложения на компоненты вектора мы ввели их произведение, пришлось вспомнить и частный вид уравнения для сопротивления пород со слоистой глинистостью. Обозначим левую часть в уравнении Дахнова-Арчи через $P_п$ и получим (7):

$$\frac{1}{\rho_{п}} = \frac{(1-Кгл)}{P_п * \rho_{в}} + \frac{Кгл}{\rho_{гл}}. \quad (7)$$

Деля на единицу и преобразуя правую часть (7) мы приходим к (8) и отсюда к разложению вида (6).

$$\frac{\rho_{п}}{\rho_{в}} = \frac{1}{\frac{1}{P_п} + (\frac{\rho_{в}}{\rho_{гл}} - \frac{1}{P_п}) * Кгл}. \quad (8)$$

Разложение уравнения (8) подтверждает соотношение (6) и не противоречит и другим разложениям типа (5). Для анализа обобщений следующих трех уравнений таблицы 1, приходится различать слоистую и дисперсную глинистость (это было отмечено и в [12]).

В случае слоистой глинистости приходится различать пористость глин и пористость песка, взятую с их объёмными долями. В случае дисперсной глинистости приходится учитывать наличие глин в исходном поровом пространстве песка. Возможности подобного эффекта ограничиваются предельной пористостью песка (порядка 0,36 в отложениях порядка 1500-2000 м). Бинарные смеси сфер значимо различающегося радиуса подтверждают линейные соотношения пористости и содержания компоненты с малым радиусом при разложении по содержанию этой компоненты породы.

В более реалистичных представлениях о гранулометрии породы рост глинистости ограничен условием на суммарное содержание глинистых и алевритовых компонент [8].

Поэтому при поиске наличия или соотношения дисперсной и слоистой глинистости необходимо привлекать седиментологию.

В большом числе работ и публикаций получило распространение «уравнение Фоменко». В нём – коэффициент С предназначен для учёта размерности величин, входящих в формулу и степень уплотнения пород. Соотношение (9) рекомендовалось к применению для Уренгойского нефтегазоносного района [15, 17]. По методике ЗапСибГеоНАЦ (Г.В. Таужнянский и др.) оно рекомендовалось для отложений юры Харампурского месторождения (с параметрами $\Delta T_{ск}$=166 мкс/м и С=0,175 (для неокома), и С=0,24 (для юры).

$$\Delta T = \frac{C{*}K_{п}{}^{2}}{\sqrt{\alpha_{сп} - 0.05}} + 180. \qquad (9)$$

Сам по себе вид соотношения (9) вызывает вполне эстетический вопрос. Если уравнение не локально (только для коллекторов) справедливо всегда, то оно должно быть справедливо и близ линии глин (никак не переходя в комплексные числа).

Возникает и другой вопрос, обусловленный нетрадиционным предельным поведением данного соотношения. Если приведенное уравнение справедливо для второго крайнего значения $\alpha_{сп}$ (для «чистых пород»), то знаменатель должен стабилизироваться около единицы и тогда интервальное время начинает зависеть не от пористости (что неоднократно было показано для чистых пород), а от квадрата пористости.

Есть и третий вопрос. Он касается учёта влияния глубины залегания (при этом вопрос возник помимо авторов, в ходе расширения области применимости предложенного ими соотношения на иную стратиграфию).

## Имеет ли смысл учитывать при инверсии ГИС в терригенном разрезе сложный компонентный состав пород?

Поставленный заголовком раздела вопрос имеет практический смысл. Например, в ряде случаев на разных участках разреза встречаются отдельно доломиты и известняки, а переходные разности слабо выражены. В этом случае игнорирование подобного факта и попытки отыскать тот или иной минерал там, где он заведомо отсутствует, приведет лишь к статистическим выбросам в оценках содержания компонент породы.

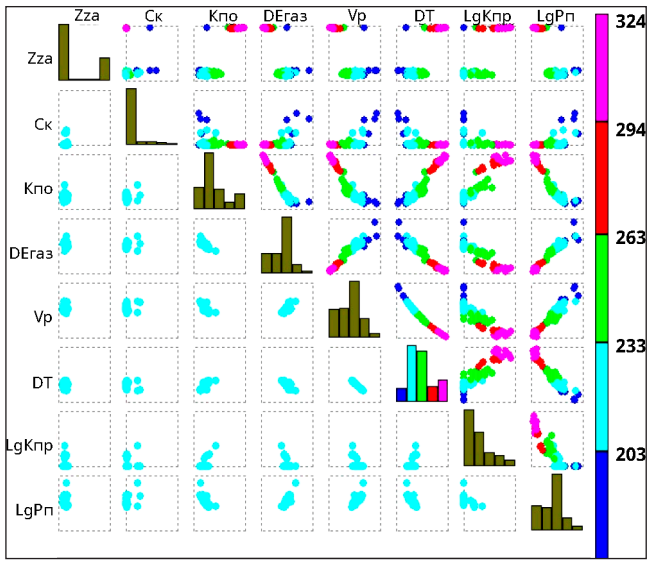



*Рис. 4. Матричный плот взаимосвязей по керну*

В ходе петрофизического обоснования нами были построены кросс-плоты отражающие влияние сложного компонентного состава и повышение точности петрофизических взаимосвязей за счет его учёта. Иллюстративный материал приведен на рис. 4-8.

На рис. 4 просматриваются корреляции типа «колбаса» и «писающий мальчик».

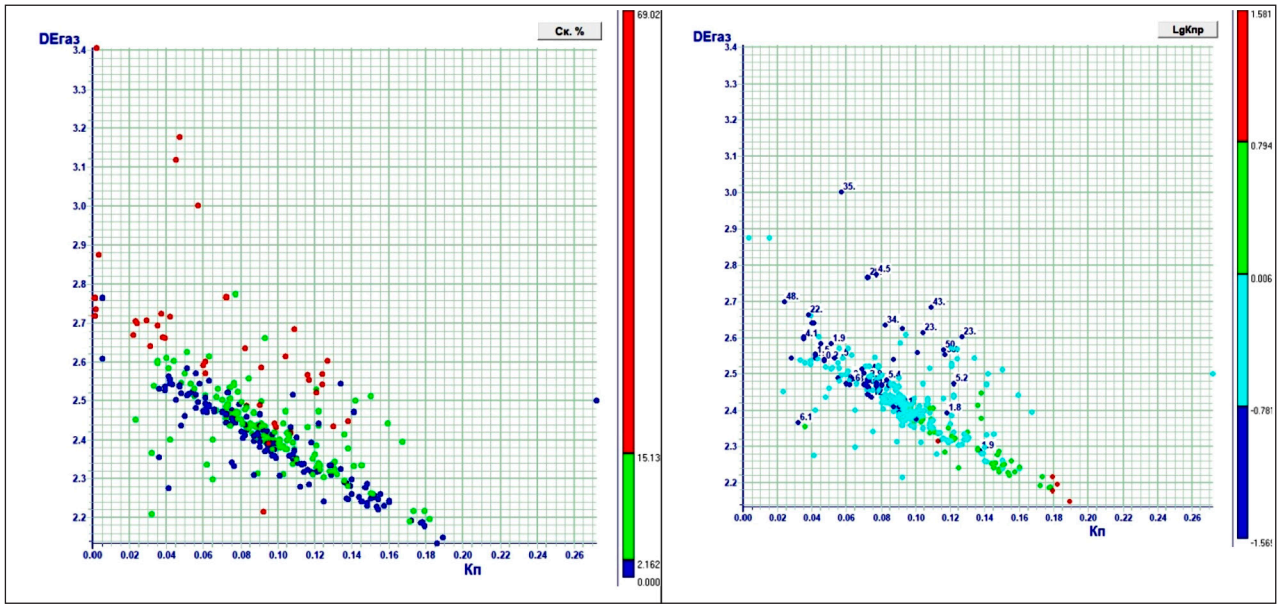



*Рис. 5. Корреляционное поле пористость – плотность (слева цветокод – карбонатность, справа – логарифм проницаемости)*

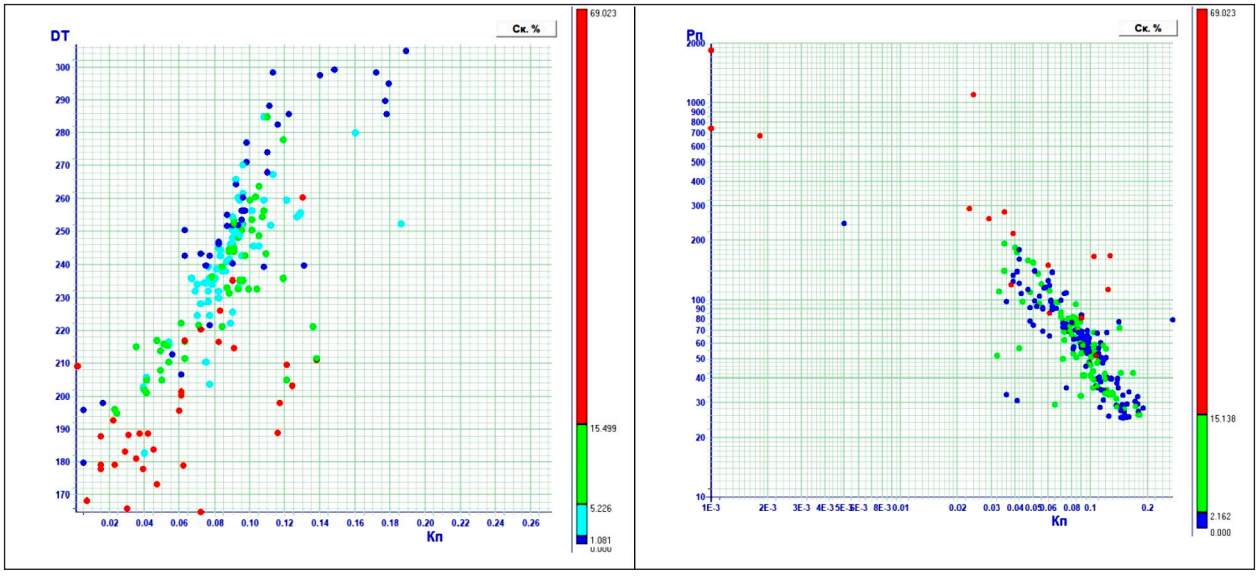



*Рис. 6. Корреляционное поле слева (пористость – интервальное время – цветокод – карбонатность), справа – (пористость-параметр пористости – цветокод – карбонатность)*

Полезно для использования при оценке «ошибок метода» в оптимизационной инверсии отметить и величину снижения ошибок при использовании уравнений с большим числом компонент.

Рисунки 5 и 6 иллюстрируют плавный переход от значений карбонатности до 5 % и большими значениями. Рисунки показывают их значимое отличие от случая двух кластером «объединенных мостами».

Построение многомерных регрессий также показывает значительный вклад карбонатности в прогнозы плотности и интервального времени. Пример приведен ниже.

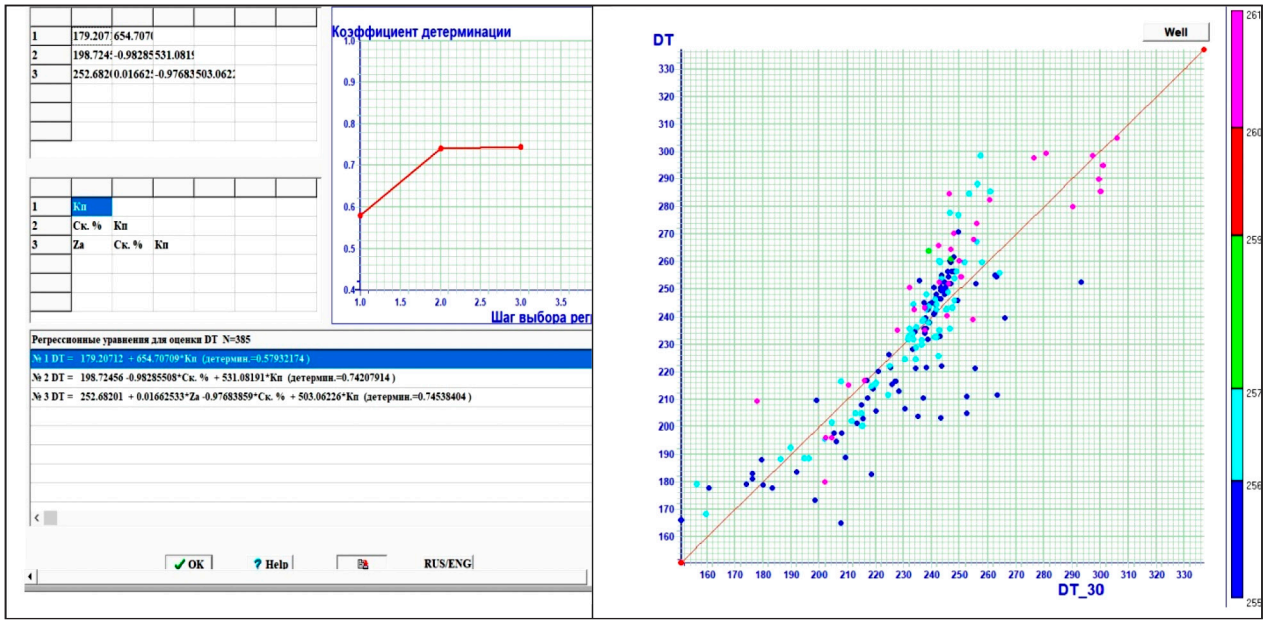



*Рис. 7. Процесс и результат построения регрессии для оценки интервального времени*

Полученные соотношения (дополнительно учитывался растительный детрит-уголь) были применены для петрофизической инверсии. В случае объекта изучения дополнительная априорная информация включает взаимосвязи искомых свойств друг с другом [8]. Эмпирические данные показывают, что для изучаемого объекта можно выделить три варианта связи карбонатности с пористостью. При карбонатности ниже 0,05-0,1 пористость варьирует почти равномерно от 0,04 до 0,18. При карбонатности от 0,05 до 0,4 намечается тренд падения пористости с ростом карбонатности. При пористости больше 0,36-0,4, связь падения пористости с ростом карбонатности не выражена.

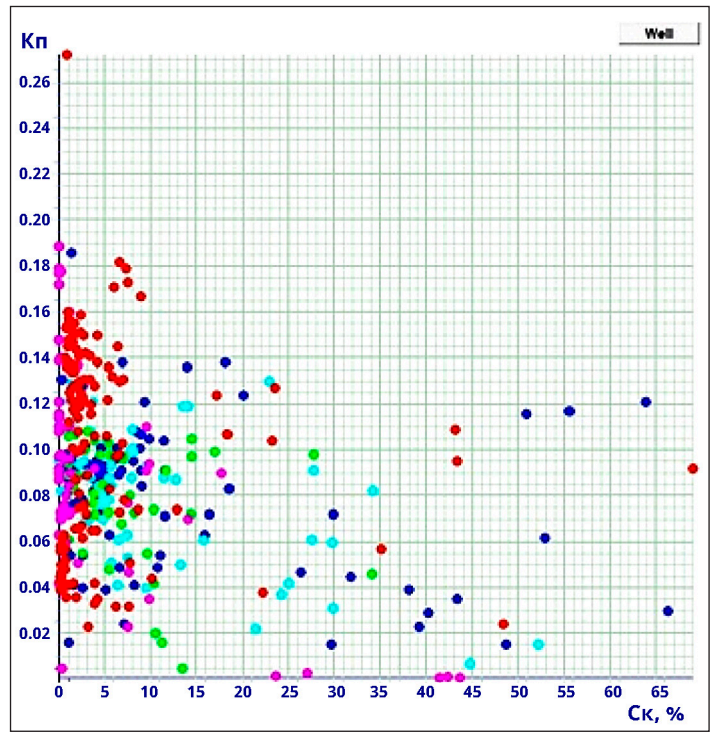



*Рис. 8. Корреляционное поле карбонатность – пористость (разный цвет отвечает разным скважинам)*

Отдельный интерес представляет изучение площадной изменчивости (данные по разным скважинам могут значимо по-разному группироваться в корреляционном поле).

Сходный подход к петрофизической инверсии опубликован В.В. Турышевым [16]. Он использовал частный алгоритм инверсии (когда все уравнения линейны и число уравнений равно числу неизвестных). В качестве компонент породы рассматривались коэффициент пористости, содержания скелета, глин (каолинита и хлорита), кальцита, сидерита и углистого материала в породе. Близкий по составу набор искомых переменных использовался Schlumberger, причем значения свойств минералов брались по

литературным данным. Поскольку свойства минералов зависят от химического состава (в частности содержания железа).

Особенность авторского подхода, состоит в нахождении и применении требуемых констант, уточненных по эмпирическим данным, согласно идеям изложенным в [2, 8]. Расчёты показывают сходимость с эмпирическими данными, но значения констант сильно отличаются для пород разной литологии (например, для тюменской и баженовской свиты).

## Выводы

1. Использование при интерпретации данных каротажа двумерных взаимосвязей (вместо многомерных) приводит к значимому приросту ошибок в получаемых результатах.

2. Предложен способ классификации петрофизических взаимосвязей: они могут быть разнесены по их виду и точности, а также по их близости по результатам расчета поправок (для учёта влияния дополнительно включаемых факторов).

3. Проанализированы наиболее распространенные двумерные петрофизические взаимосвязи и их возможные расширения.

4. В зависимости от типа отложений в уравнениях расчета плотности и интервального времени целесообразно использовать содержание цемента (глинистого или карбонатного) и угля.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Борисенко, Г. Т.** Обоснование методики интерпретации данных ГИС и определение подсчётных параметров в терригенных отложениях / Г.Т. Борисенко, Ж.Б. Досымбекова, А.Б. Жаманшалова, Н.Е. Закирова. – Текст : непосредственный // Of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. – 2015. – Volume 4. – Number 412. – P. 86-94

2. **Еникеев, Б. Н.** Моделирование в петрофизике (решения, проблемы, перспективы) / Б.Н. Еникеев. – Текст : непосредственный // Дорогиницкая, Л. М. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / Л.М. Дорогиницкая, Б.Н. Еникеев, В.А. Ефимов [и др.] – Краснодар: Просвещение ЮГ, 2010. – С. 6-68

3. **Еникеев, Б. Н.** Некоторые особенности петрофизического обоснования при интерпретации сложнопостроенных коллекторовв технологии МОДЕРН / Б.Н. Еникеев. – Текст : непосредственный / Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры : материалы XI научно-практической конференции / Под ред.: В.И. Карасева, А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2008. – С.225-237.

4. **Еникеев, Б. Н.** Идеология петрофизического обоснования методик интерпретации и некоторые вопросы реализации программного комплекса ModERn / Б.Н. Еникеев. – Текст : непосредственный / Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : материалы IX научно-практической конференции / Под ред.: В.И. Карасева, А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2006. – С.187-195.

5. **Еникеев, Б. Н.** Опыт сравнительного изучения и обоснования петрофизических взаимосвязей / Б.Н. Еникеев. – Текст : непосредственный / Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры : материалы XVIII научно-практической конференции / Под ред.: А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: ОАО «Тюменский Дом Печати», 2015. – С.180-192.

6. **Еникеев, Б. Н.** О математических моделях сложных коллекторов / Б.Н. Еникеев. – Текст : непосредственный / Пути реализации нефтегазового и потенциала Западной Сибири : материалы XXIII научно-практической конференции / Под ред.: А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2020. – С.166-187

7. **Еникеев, Б. Н.** О сходстве и различии некоторых петрофизических взаимосвязей нефтематеринских сланцев разных регионов мира / Б.Н. Еникеев. – Текст : электронный / Пути реализации нефтегазового и потенциала Западной Сибири : материалы XXIV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2021. – С.119-131. – URL: https://www.crru.ru/smi/XXIV_NPK.zip.

8. **Еникеев, Б. Н.** Опыт постановки и программной реализации процедуры совместной настройки коэффициентов взаимосвязей по данным ГИС и керна / Б.Н. Еникеев. – Текст : электронный / Пути реализации нефтегазового и потенциала Западной Сибири : материалы XXV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2022. – С. 356-390. – URL: https://www.crru.ru/smi/XXV_NPK.zip.

9. **Прозорович, Г. Э.** Вопросы литологии нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности / Г.Э. Прозорович, О.Г. Зарипов, З.Л. Валюженич ; под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1970. – Вып. 26. – 187 с. – Текст : непосредственный.

10. Геоисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов : методическое руководство / А.М. Никишин, А.В. Ершов, Л.Ф. Копаевич [и др.]. – Москва: Всероссийский научно-исследовательский геологический ин-т, 1999. – 522 с. – Текст : непосредственный.

11. **Изотова, Т. С.** Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисов, Б.Ю. Вендельштейн. – Москва: Недра, 1993. – 176 с. – ISBN 5-247-02461-3. – Текст : непосредственный.

12. **Кобранова, В. Н.** Физические свойства горных пород : Петрофизика : учеб. пособие / В.Н. Кобранова ; под ред. В. Н. Дахнова. – Москва : Гостоптехиздат, 1962. – 490 с.– Текст : непосредственный.

13. **Кузнецов, В. Г.** О возможности прямой фациальной интерпретации кривых геофизического исследования скважин / В.Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений геология и разведка. – 2012. – № 6. – С.15-19.

14. **Волож, Ю. А.** Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция: монография / Ю.А.Волож, Ю.Г. Леонов. – М.: Научный мир, 2004. – 526 с. – Текст : непосредственный

15. **Румак, Н. П.** Петрофизическое обеспечение интерпретации данных акустического каротажа при определении пористости коллекторов месторождений Западной Сибири / Н.П. Румак, О.А. Соколовская, Г.В. Таужнянский Е.Е. Селиванова. – Текст :электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа, 2001. – № 8. – URL: http://www.oilnews.ru/8-8/petrofizicheskoe-obespechenie-interpretacii-dannyx-akusticheskogo-karotazha-pri-opredelenii-poristosti-kollektorov-mestorozhdenij-zapadnoj-sibiri.

16. **Турышев, В. В.** О возможности определения вещественно-компонентного состава пород-коллекторов тюменской свиты по материалам радиоактивных методов ГИС / В.В. Турышев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2014 – № 5. – С.26-30

17. **Фоменко, В. Г.** Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием акустического каротажа по скорости / В.Г. Фоменко, С.Г. Шальнова, В.И. Соколов, Т.Л. Бутырская. – Текст : непосредственный // Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчёте запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – С.65-68.

18. **Хабаров, В. В.** Петрофизическое обоснование радиоактивного каротажа в породах юры Западной Сибири / В.В. Хабаров, Е.Н. Волков, В.Я. Кудрин. – Текст : непосредственный // Нефтегазоносность отложений Западной Сибири по геофизическим данным. – Тюмень: Труды ЗапСибНИГНИ, 1986. – Вып. 206. – С. 51-57.

19. **Холодов, В. Н.** Основы многостадиальной фазовой дифференциации в осадочном породообразовании и рудогенезе / В.Н. Холодов. – Текст : непосредственный // Труды Геологического института. – Москва: ГЕОС, 2020. – 143 с.

20. **Холодов, В. Н.** Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах (на примере Восточного Предкавказья) / В.Н. Холодов. – М.: Наука, 1983. – 152 с.– Текст : непосредственный.

21. **Чернова, О. С.** Методология комплексирования седиментологического и петрофизического моделирования терригенных природных резервуаров / О.С. Чернова, Е.Р. Чухланцева. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2020. – № 4(87). – С.152 -162.

22. **Allen Philip, A.** Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment / Philip A. Allen, John R. Allen. – Text : direct // Wiley Blackwell, 2013. – 620 p. – ISBN: 978-0-470-67376-8.

23. **Amaefule, J. O.** Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals / J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan. – Text : direct // Wells. Proceedings of the ATCE, 3-6 October 1993, Houston, Texas, USA.

24. **Lucia, F. Jerry.** Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs: Discussion / F. Jerry Lucia. – Text : direct // AAPG Bulletin, 1999. – V. 83. – No. 7. – P. 1161-1163.

25. **Ringrose, Philip.** Reservoir Model Design. A Practitioner's Guide / Philip Ringrose, Mark Bentley. – Springer International Publishing, 2021. – ISBN 978-3-030-70163-5. – Text: direct.

26. **Yuan, Guang-Hui.** How important is carbonate dissolution in buried sandstones: evidences from petrography, porosity, experiments, and geochemical calculations / Guang-Hui Yuan, Ying-Chang Cao, Jon Gluyas, Yan-Zhong Wang. – Text : electronic // Petroleum Science, 2019. – volume 16. – P.729-751. – URL: https://www.researchgate.net/publication/334796218_How_important_is_carbonate_dissolution_in_buried_sandstones_evidences_from_petrography_porosity_experiments_and_geochemical_calculations.

27. **Элланский, М. М.** Компьютерное моделирование и современные компьютерные технологии в нефтегазовой геологии: учебное пособие для вузов / М.М. Элланский, Б.Н. Еникеев. – Москва: РГУ нефти и газа. – 237 с. – Текст : непосредственный.

# СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 550.8.013

# СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КЛИНОФОРМНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОКОМА ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИУРАЛЬСКОЙ НГО

**Е.А. Пахомова, А.Д. Тырыкин**

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Наибольшая часть выявленных запасов углеводородного сырья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сосредоточена в неокомском НГК. Основная доля запасов приурочена к клиноформным комплексам, осложненной его части. Но и в неосложненной выявлены достаточно крупные и высокодебитные скопления нефти. На сегодняшний день они являются главным объектом добычи и основным перспективным объектом одновременно. Отложения неокомского НГК характеризуются внушительной концентрацией начальных суммарных ресурсов.

*Нефть, клиноформа, западные клиноформы, запасы, ресурсы, неокомский комплекс, сейсморазведка*

# SEISMOGEOLOGICAL MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CLINOFORM DEPOSITS OF THE NEOCOMIAN OF THE SOUTHWESTERN PART OF THE PRIURALSKAYA OIL AND GAS BEARING REGION

**E.A. Pakhomova, A.D. Tyrykin**

*LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch, Tyumen*

The largest part of the identified hydrocarbon reserves of the West Siberian oil and gas province is concentrated in the Neokomsky OGC. The main share of reserves is confined to clinoform complexes, its complicated part. But even in the uncomplicated one, quite large and high-volume accumulations of oil were revealed. To date, they are the main object of production and the main promising object at the same time. The deposits of the Neocomian OGC are characterized by an impressive concentration of initial total resources.

*Oil, clinoform, Western clinoforms, reserves, resources, Neocomian complex, seismic exploration*

Существует несколько гипотез, объясняющих формирование клиноформных комплексов Западной Сибири [1, 3, 6]. Их авторы имеют разные взгляды на процесс накопления осадочного материала, слагающего тела клиноформ. Однако в принципиальной модели строения неокомских отложений Западной Сибири мнения в целом сходятся. Она предполагает клиноформы западного и восточного падения. Разделителем для них служит осевая зона неокомского глубоководного бассейна, характеризующаяся некомпенсированными осадками, прогибанием. Осевая зона бассейна в берриас-раннеготеривское время пересекала Красноленинский свод, Помутскую мегатеррасу и уходила на север в Западно-Ярудейскую мегавпадину, а на юге – в сторону Тургайского мегапрогиба.

Основной источник сноса осадочного материала для образования клиноформ был с востока и юго-востока (с Енисейского кряжа, Алтае-Казахстанской складчатой системы). Клиноформы восточного падения сформировались благодаря сносу с Урала.

Однако он был относительно слабым, что объясняет гораздо меньшие углы падения, в сравнении с клиноформами западного падения.

Клиноформы восточного падения изучены слабо. По имевшимся ранее представлениям, они сложены преимущественно глинистыми породами, не представляющими особого интереса как нефтегазопоисковый объект. Однако, появившийся в начале 2000-х годов новый фактический материал позволил [5] пересмотреть строение и переоценить перспективы нефтегазоносности западных клиноформ. Динамический анализ показал наличие предположительно песчаных линз, сформировавшихся за счет выноса песчаного материала к подножьям склона (ачимовские отложения). Снос одновозрастных опесчаненных отложений связан с харосоимской свитой.

Целевым объектом данного исследования является харосоимская свита и связанный с ней клиноформный комплекс. Основные задачи – всестороннее изучение отложений харосоимской свиты, анализ покрышек и их протяженности.

**Харосоимская свита (берриас, валанжин, нижний готерив).** Образования, выделенные в эту свиту, обособляются в зоне распространения отложений даниловской свиты [2], в северо-восточном и восточном направлениях переходят в существенно битуминозные и слабобитуминозные глинистые породы верхних частей тутлеймской и мулымьинской свит. Харосоимская свита выделена между региональной верхнеюрско-нижнемеловой тутлеймско-даниловской и зональной улансынской покрышками [4]. Отложения харосоимской свиты представлены песчаниками, гравелитами-ракушняками, алевролитами и глинами различной окраски от зеленовато-серой, серой до темно-серой. Песчаники часто известковистые, переходящие в известняк, содержат многочисленные обломки раковин пелеципод, аммонитов, остатки скелетов рыб, устриц, мшанок, обугленный детрит. В составе харосоимской свиты выделяется три песчано-алевритовых пласта, с разделяющими их глинистыми покрышками: $Хр_1$, $Хр_2$, $Хр_3$, формировавшихся в шельфовой области (рис. 1) [3].

В региональном плане образования, выделенные в эту свиту, обособляются в западной части Шеркалинского мегапрогиба, на восточных склонах Березовской моноклинали, западных склонах Турсунского мегавала, на Южно-Иусском мегавыступе и Туринской моноклинали [7]. По литологическому составу отложения харосоимской свиты видоизменяются с юго-запада на северо-восток и восток. В юго-западных разрезах характерно преобладание песчаников и алевролитов. В северо-восточном направлении в разрезе свиты наблюдается постепенная глинизация нижней части разреза.

Наиболее ярко и в полном объеме песчаные пласты харосоимской свиты выделяются в скважинах, расположенных на западе и юго-западе изучаемой территории, что свидетельствует о близком источнике сноса материала.

Согласно скважинным данным, глубина залегания кровли харосоимского резервуара в пределах изучаемой территории, меняется в региональном плане от абс.отм. -1335 до -2040 м и более. Перепад глубин составляет 650-700 м. Погружение пластов происходит с юго-запада на северо-восток. Наибольшая глубина наблюдается в Шеркалинском мегапрогибе. Наиболее высокие отметки кровли наблюдаются в пределах Эсской группы локальных поднятий (-1335-1342 м).

При изучении клиноформных резервуаров широко используются материалы сейсморазведки – временные разрезы. На этих разрезах осложненный неокомский подкомплекс отмечается характерным падением сейсмических отражений под углом по отношению к выше- и нижезалегающим отражениям. Визуализируются клиноформные сейсмостратиграфические комплексы (ССК). В каждом сейсмокомплексе выделяется три сейсмофации: первая – верхняя, которая имеет субгоризонтальное строение, ее формирование происходило в море на шельфе – «ундоформа», вторая сейсмофация

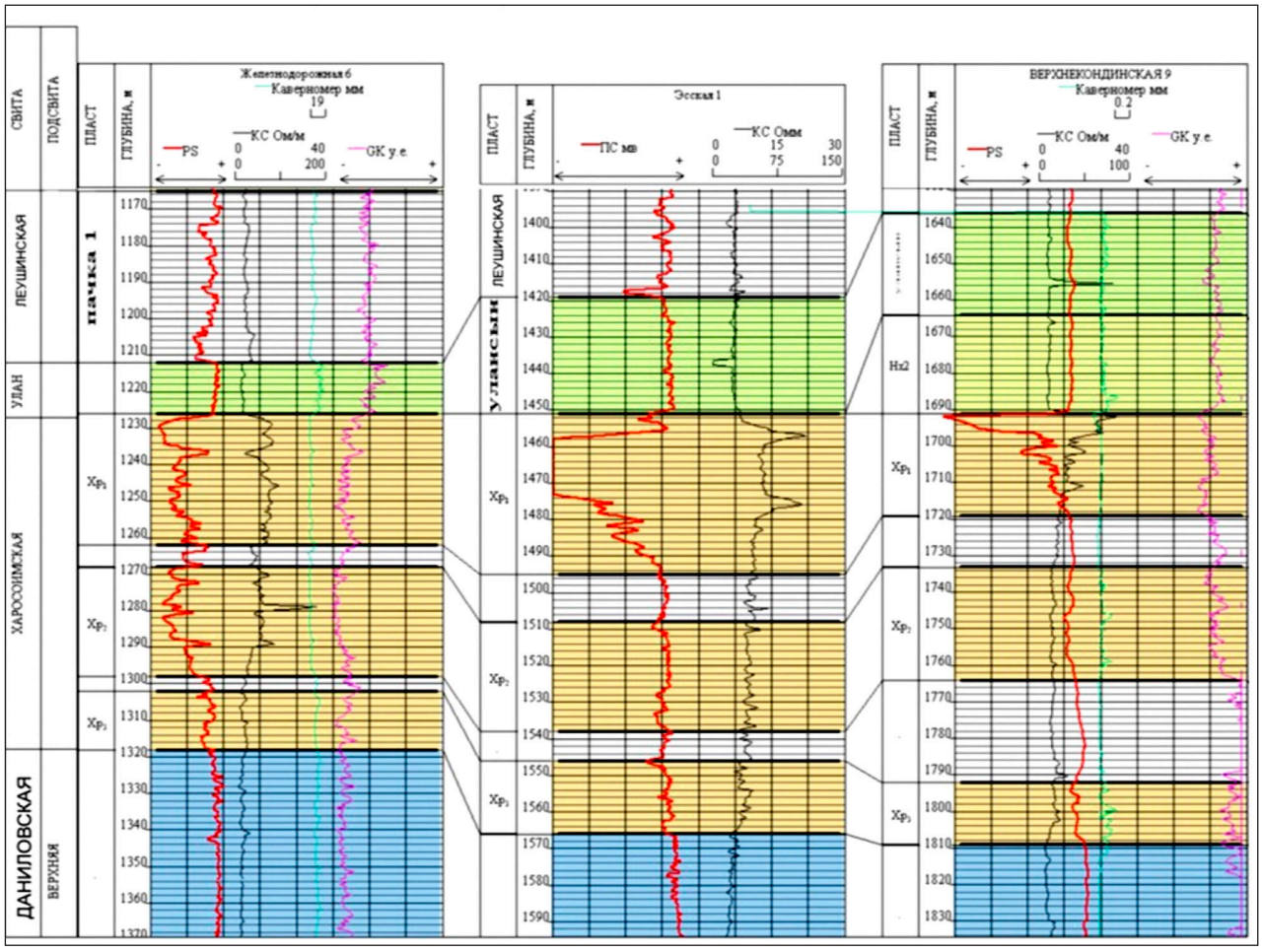



*Рис. 1. Пример выделения песчано-алевритовых пластов харосоимской свиты по материалам ГИС*

имеет макро-косослоистое строение, ее формирование происходило на склоне шельфа – «ортоклиноформа» и третья, нижняя сейсмофация связана с прогибанием, некомпенсированными осадками – «фондоформа». На границе «фондоформной» и нижней «ортоклиноформной» частей клиноформы развиты алеврито-песчаные отложения, объединяемые в ачимовскую толщу [2, 3, 5].

Для сейсмогеологического анализа харосоимского резервуара авторами были построены 8 схем корреляции субширотного и 2 субмеридионального направления, включающих 139 скважин. При выполнении корреляции использовался весь комплекс литолого-фациальных, палинологических, геофизических и других данных. Корреляция разрезов скважин была проведена с использованием метода седиментационной цикличности. По тем же направлениям были проинтерпретированы сейсмические разрезы (рис. 2).

Базой для данных исследований послужила созданная стратиграфо-корреляционная основа в виде варианта стратиграфических разбивок и корреляционных схем, построенных по этим разбивкам. Схемы увязывались с сейсмическими разрезами.

На данный момент по всей площади исследований привязаны только основные отражающие горизонты (ОГ А, ОГ Т и ОГ Б) (рис. 3). По отдельным площадным работам соотнесено большее количество отражающих горизонтов: М1 (кровля викуловской свиты), М (подошва кошайской свиты), Нх3 (кровля улансынской свиты), Нх2 (кровля

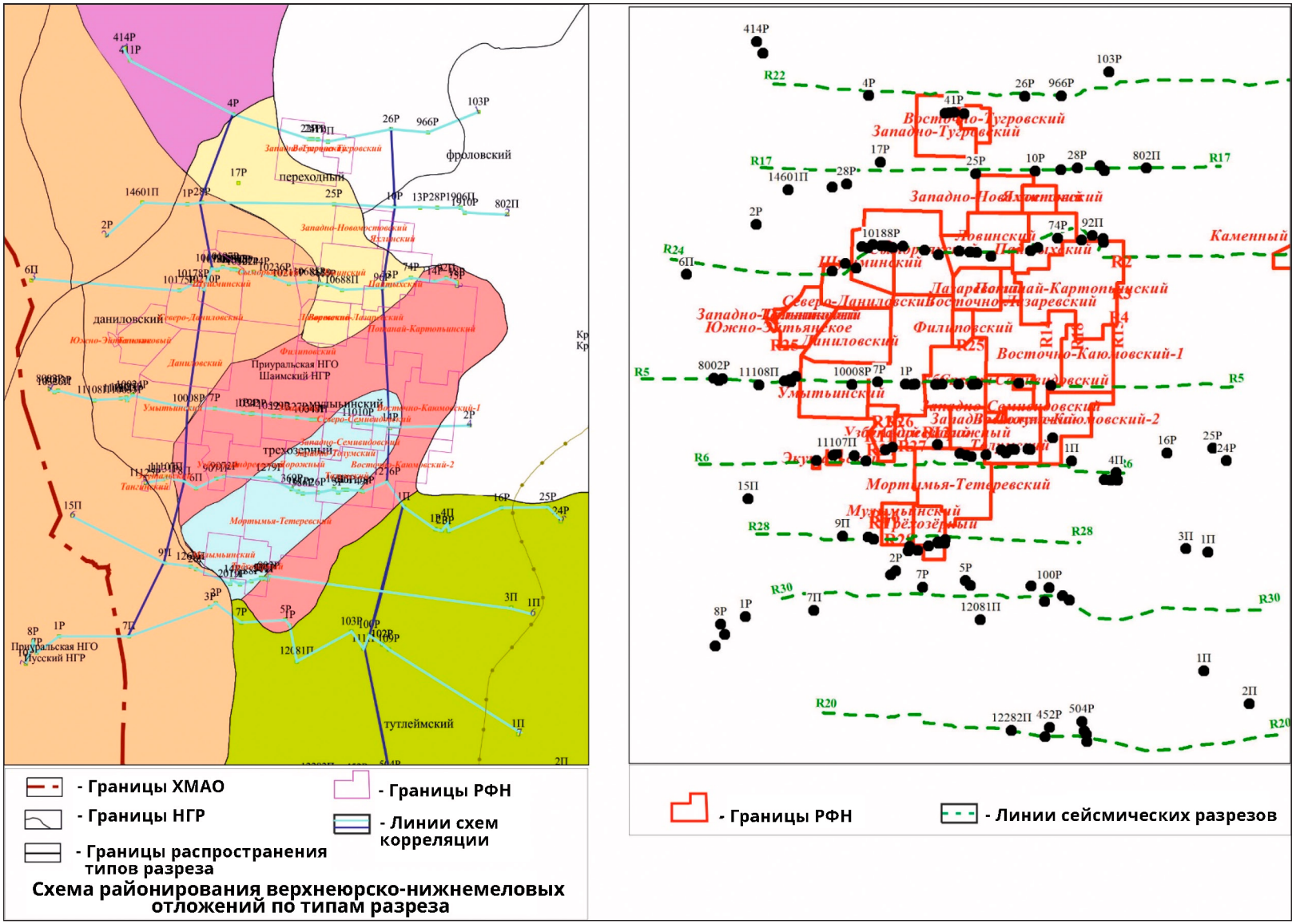



*Рис. 2. Расположение линий схем корреляции и сейсмических разрезов*

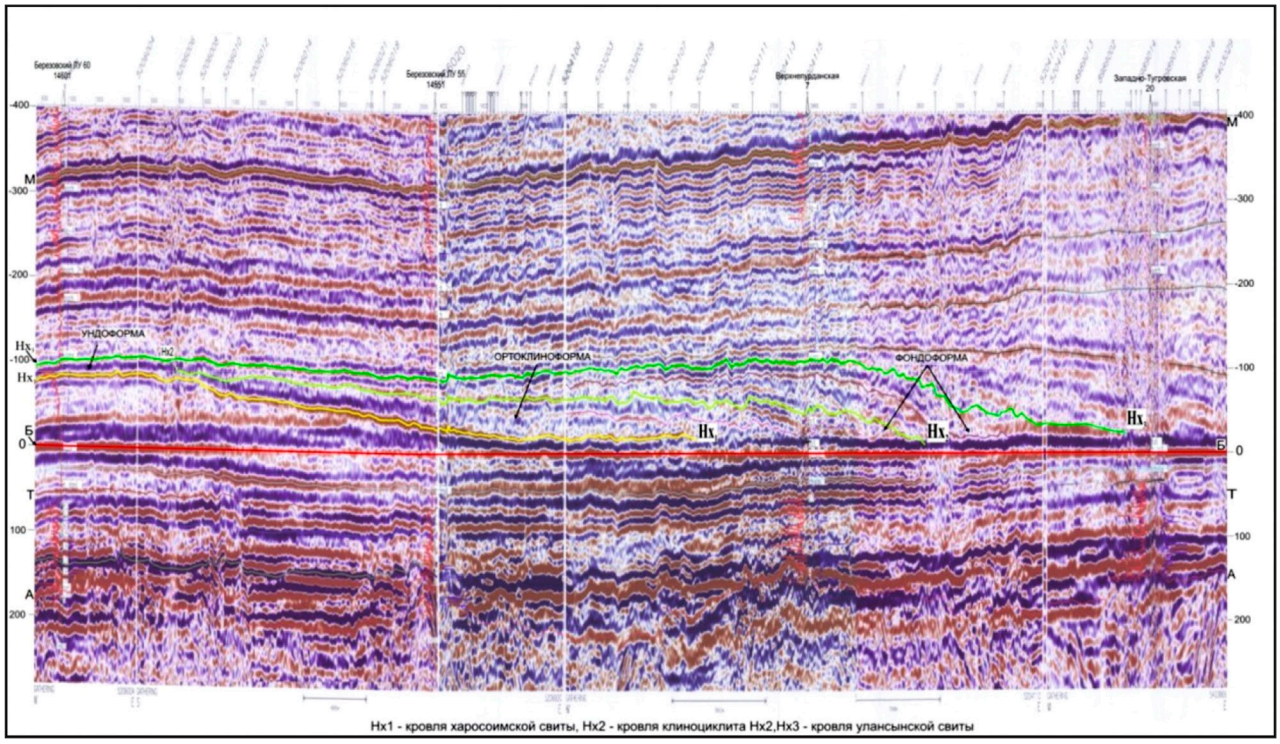



*Рис. 3. Композитный сейсмический разрез по сп 5206004, 5206011, 5206020, 5204110, 5403006, выровненный на ОГ Б*

клиноциклита Нх2 харосоимского резервуара), Нх1 (кровля харосоимской свиты), Б (кровля даниловской свиты, нижнетутлеймской подсвиты), П (кровля абалакской свиты и нижнеданиловской подсвиты), Тю2 (кровля тюменской свиты), А (поверхность доюрского основания) (рис. 4). В ходе дальнейших исследований эта работа будет продолжена и покроет всю рассматриваемую зону.

Созданная стратиграфо-корреляционная основа в виде стратиграфических разбивок и корреляционных схем, увязанных с сейсмическими разрезами, в дальнейшем будет доработана и использована при построении различных карт (структурных, толщин, литолого-палеогеографических, геологических разрезов и т.д.). Планируется построение комплекта различных карт – структурных, общих толщин, литолого-палеогеографических схем, геологических разрезов и т.д. Это позволит детализировать и уточнить сейсмогеологическую модель строения харосоимского резервуара с целью выявления наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении объектов.

Хотя Приуральская НГО оценивается на сегодняшний день по неокомским отложениям как малоперспективная, слабоизученная территория с очень низкими плотностями ресурсов УВ-сырья по всем объектам неокома, в связи с небольшой глубиной залегания, детальное ее изучение может способствовать наращиванию ресурсного потенциала западных районов ХМАО – Югры.

Надо учитывать, что харосоимская свита недостаточно изучена бурением. В преобладающем большинстве, керн из отложений свиты не отбирался, а по скважинам, пробуренным в 60-е годы, кернового материала сохранилось мало.

Были проанализированы имеющиеся немногочисленные данные. Исследования показали, отложения харосоимской свиты представляют интерес в связи со значительным опесчаниванием в её разрезе отложений берриаса, валанжина и низов готерива.

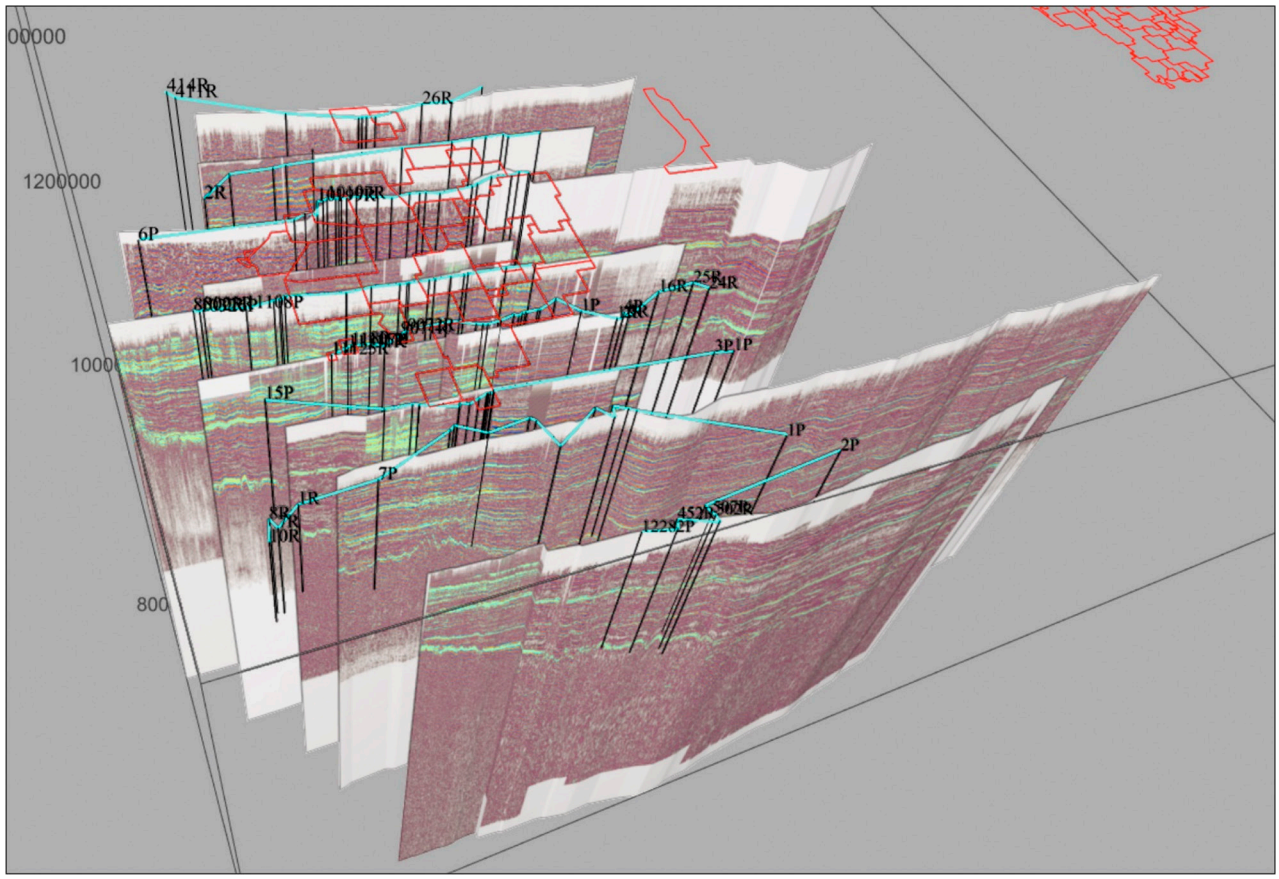



*Рис. 4. Сейсмо-геологический каркас по линиям сейсмических разрезов*

Открытая пористость в коллекторах 4, 5 и 6 классов изменяется соответственно 23,7-24 %, 15-24,8 % и 5,8-23,1 %, проницаемость – 14,86-16,07; 1,01-5,45 и 0,01-0,81 мД, водонасыщенность от 42 до 58,3-94,4 %, эффективные толщины выделенных коллекторов изменяются от 1 до 18 м.

И хотя залежей УВ в отложениях харосоимского резервуара к настоящему времени не установлено, нельзя с полной уверенностью говорить об отсутствии его перспектив. Небольшой объем имеющейся на данный момент информации о харосоимском резервуаре говорит о наличии признаков нефтегазоносности. Непромышленные притоки газа получены при испытании скважины 5 Верхнекондинской, из интервала 1654-1671 м получен приток газа дебитом 0,012 тыс. м$^3$/сут. Признаки газоносности выявлены при испытании харосоимской свиты на Эсской площади. При испытании скв. 1 (инт. 1456-1465 м) получен приток воды с обильным содержанием газа. Дебит газа составил 0,0126 тыс. м$^3$/сут, воды – 11,3 м$^3$/сут.

Нефтеносность неокомских образований подтверждена в Карабашском НГР Приуральской НГО. На Восточно-Шебурской площади при испытании скважины 29 из интервала 2102-2117 м (а.о.-2007,9-2022,9 м) из пласта $АС_6$ получен приток нефти дебитом 14,8 м$^3$/сут, на 4-мм штуцере, при депрессии 76,2 атм. В 2013 году в Иусском НГР было открыто Оурьинское месторождение нефти. Залежи нефти приурочены к пласту $А_1$ леушинской свиты и песчано-алевритовым пластам викуловской свиты.

Следует отметить, что отложения харосоимской свиты в преобладающем большинстве случаев не испытывались и керновым материалом охарактеризованы недостаточно. Данный комплекс отнесен к потенциально нефтегазоносным.

В процессе дальнейших работ по сбору и комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС, бурения, будет детализировано строение неокомского НГК западной части территории ХМАО – Югры, уточнена сейсмогеологическая модель строения исследуемой площади. Это позволит уточнить наличие и характер распространения ачимовских песчано-алевритовых отложений в клиноформной части харосоимского резервуара и определить возможно перспективные на поиски залежи УВ объекты.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Белоусов, С. Л.** Условия формирования и особенности строения баженовского горизонта в северной части Фроловской мегавпадины / С.Л. Белоусов, Г.П. Мясникова, В.Н. Вахрушева, А.Г. Мухер [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа : материалы VI научно-практической конференции / под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукСервис», 2003. – Т.1. – С. 217-237.

2. **Гутник, О. С.** Границы распространения отложений харосоимской свиты и прогноз развития в ее пределах ловушек углеводородов / О.С. Гутник, В.А. Савенко. – Текст : непосредственный // Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов: Тезисы докладов международной научно-практической конференции. – Казань, 2009.

3. **Мухер, А. Г.** Особенности строения и корреляции зоны сочленения западных и восточных клиноформных комплексов ЗСНГП / А.Г. Мухер, С.Ф. Кулагина, Е.А. Пахомова, Н.С. Трущенков. – Текст : непосредственный // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : материалы VIII Всероссийского совещания, 26 сентября – 3 октября 2016 г. – Республика Крым. Симферополь, 2016. – С. 187-189.

4. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. : объясн. зап. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 113 с.

5. Сейсморазведочные работы МОГТ-2D на Западно-Токушинской площади в пределах Советского района Тюменской области : геологический отчет / О.В. Белоусова, А.Н. Козлов. – Текст : электронный // ОАО «Башнефтегеофизика». – Отчет партии 52/04-06 за 2004-2006 гг. – URL: https://rfgf.ru/catalog/docview.php?did=99f15b7746db61251e8c6e0f6622a9ae&ysclid=lcyjt6o65u946767267.

6. **Федоров, Ю. Н.** Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным K-Ar метода датирования) / Ю.Н. Федоров, В.Г. Криночкин, К.С. Иванов [и др.]. – Текст : непосредственный // Доклады Академии Наук, 2004. – Т.397. – № 2.– С. 239-242.

7. **Шпильман, В. И.** Новая тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири / В.И. Шпильман, Л.А. Солопахина, В.И. Пятков. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : материалы II научно-практической конференции / под ред. В.И. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: издательство «Путиведъ», 1999. – С. 96-115.

УДК 553.981.04:338.4

# ПЕРСПЕКТИВЫ УВЕЛИЧЕНИЯ УРОВНЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРЕДПРИЯТИЯМИ, В ЦЕЛЯХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ХМАО – ЮГРЫ ДО 2030 ГОДА

**И.В. Григорьев, А.П. Гагарин**

*Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть», г. Радужный*

В статье рассмотрены текущие планы реализации программ и мероприятий по газификации хозяйственного комплекса, населения региона в сравнении с другими регионами Российской Федерации. Определены ключевые факторы, влияющие на уровень добычи, подготовки, транспортировки и использования природного газа на примере отдельного нефтегазодобывающего предприятия. Выделены основные направления для развития ресурсной базы, инфраструктуры, социальных, экономических и научно-исследовательских связей между потенциальными поставщиками энергоресурсов и потребителями.

*Природный газ, инфраструктура нефтегазодобывающего предприятия, топливно-энергетический баланс*

# PROSPECTS TO INCREASE NATURAL GAS USAGE BY COMPANIES AIMED AT IMPROVING FUEL AND ENERGY BALANCE STRUCTURE OF THE KHANTY-MANSI AUTONOMOUS OKRUG – YUGRA UP TO 2030

**I.V. Grigoriev, A.P. Gagarin**

*Nizhnevartovsk branch of PAO Oil company «RussNeft», Raduzhny city*

The article reviews the current plans of gas infrastructure development programmes and action items for economic complexes and a specific region population compared to other regions of the Russian Federation. The key factors impacting the production level, preparation, transportation and usage of natural gas are defined based on the example of a separate oil and gas production company. The main trends for a resource base, infrastructure, social, economic and research-and-development relations development between potential energy suppliers and consumers.

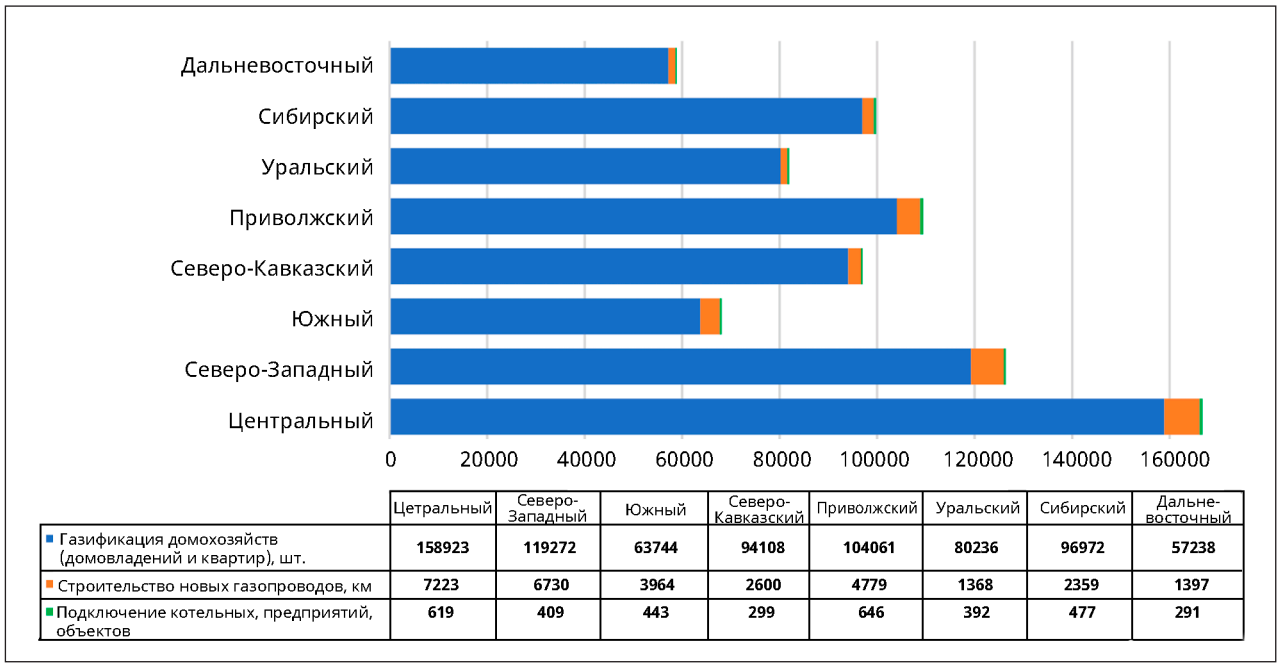
*Gas, infrastructure oil and gas production company, fuel anf energy balance*

Практически во всех регионах Российской Федерации продолжается реализация программ и мероприятий, направленных на решение задач совершенствования внутреннего рынка газа и эффективного удовлетворения внутреннего спроса на газ. Одной из ключевых мер, направленных на решение поставленных задач, согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, можно рассматривать программу газификации регионов.

Согласно программе развития газоснабжения и газификации регионов на 2021-2025 годы группы компаний «Газпром межрегионгаз», по данным на текущий 2022 год, планируется осуществить газификацию домохозяйств (домовладений и квартир) – 774 554 шт., строительство новых газопроводов – 30 420 км, подключение котельных,

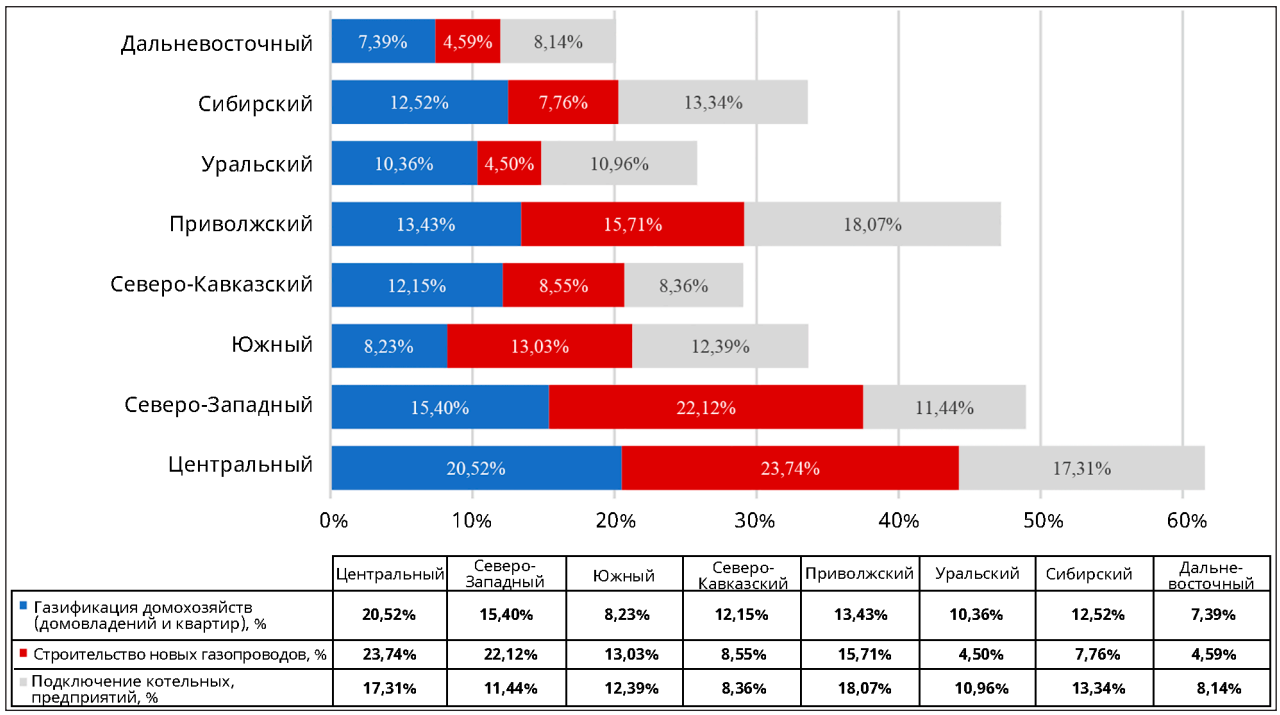
предприятий – 3 576 объектов в восьми Федеральных округах. Программа охватывает 72 региона из 85.

Проводя анализ структуры плана реализации программы отдельно по Уральскому Федеральному округу, можно сделать вывод, что основными направлениями по увеличению объемов поставок топлива населению и предприятиям единым оператором газификации (далее – ЕОГ) до 2025 года, рассматриваются Курганская, Свердловская и Челябинская области.



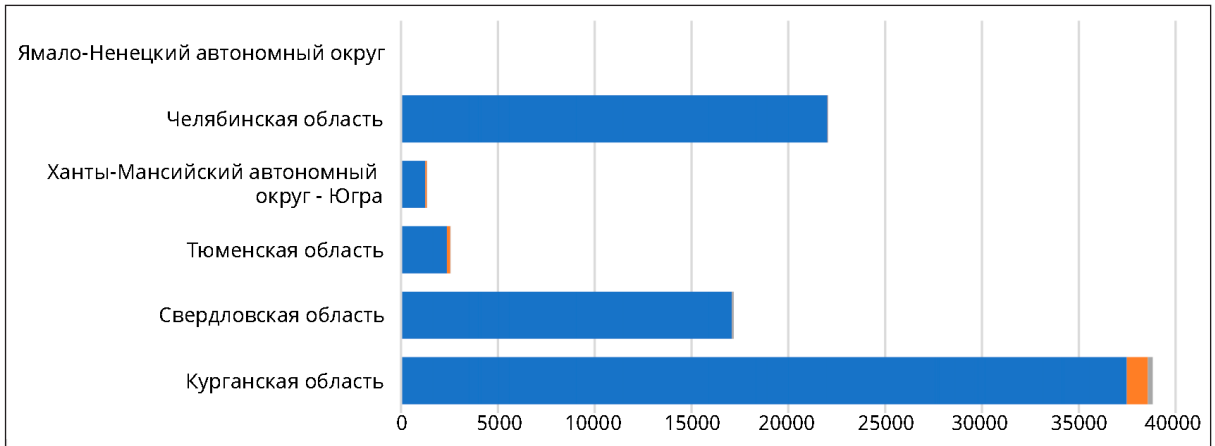

| | Цетральный | Северо-Западный | Южный | Северо-Кавказский | Приволжский | Уральский | Сибирский | Дальне-восточный |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Газификация домохозяйств (домовладений и квартир), шт. | 158923 | 119272 | 63744 | 94108 | 104061 | 80236 | 96972 | 57238 |
| Строительство новых газопроводов, км | 7223 | 6730 | 3964 | 2600 | 4779 | 1368 | 2359 | 1397 |
| Подключение котельных, предприятий, объектов | 619 | 409 | 443 | 299 | 646 | 392 | 477 | 291 |

*Рис. 1. Распределение объемов программы газификации регионов на 2021-2025 годы по Федеральным округам*



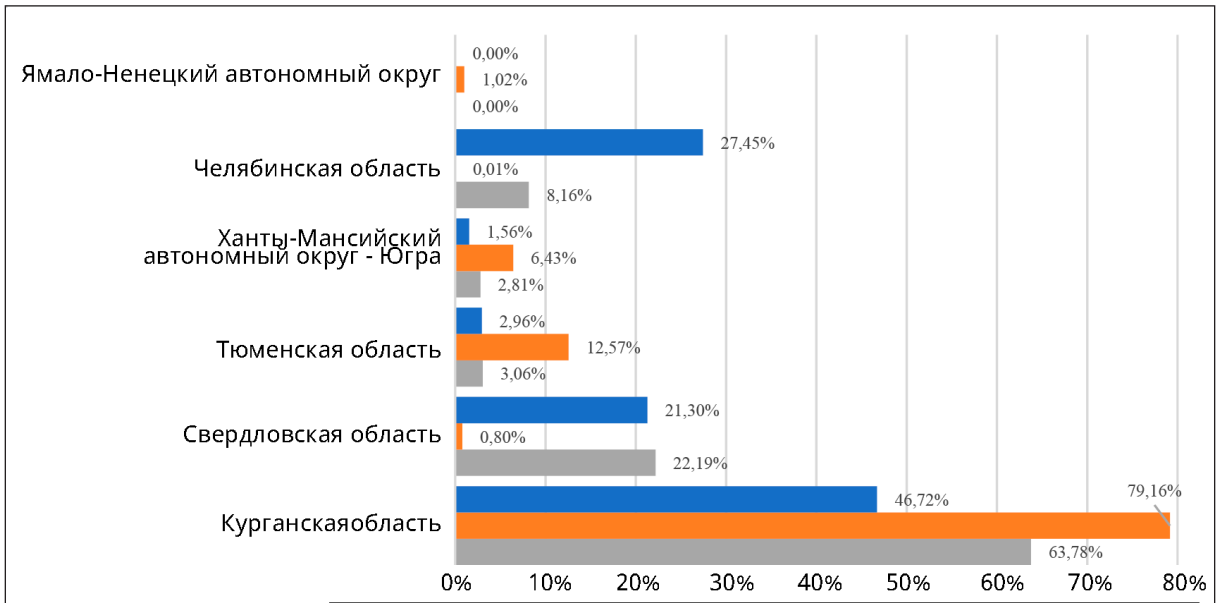

| | Центральный | Северо-Западный | Южный | Северо-Кавказский | Приволжский | Уральский | Сибирский | Дальне-восточный |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Газификация домохозяйств (домовладений и квартир), % | 20,52% | 15,40% | 8,23% | 12,15% | 13,43% | 10,36% | 12,52% | 7,39% |
| Строительство новых газопроводов, % | 23,74% | 22,12% | 13,03% | 8,55% | 15,71% | 4,50% | 7,76% | 4,59% |
| Подключение котельных, предприятий, % | 17,31% | 11,44% | 12,39% | 8,36% | 18,07% | 10,96% | 13,34% | 8,14% |

*Рис. 2. Распределение объемов программы газификации регионов на 2021-2025 годы по Федеральным округам от общих показателей в процентах*




| | Курганская область | Свердловская область | Тюменская область | Ханты-Мансийский автономный округ - Югра | Челябинская область | Ямало-Ненецкий автономный округ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Газификация домохозяйств (домовладений и квартир), шт. | 37488 | 17092 | 2377 | 1252 | 22027 | 0 |
| Строительство новых газопроводов, км | 1083 | 11 | 172 | 88 | Основной | 14 |
| Подключение котельных, пердприятий, объектов | 250 | 87 | 12 | 11 | 32 | 0 |

*Рис. 3. Распределение объемов программы газификации регионов на 2021-2025 годы по Уральскому Федеральному округу*




| | Курганская область | Свердловская область | Тюменская область | Ханты-Мансийский автономный округ - Югра | Челябинская область | Ямало-Ненецкий автономный округ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Газификация домохозяйств (домовладений и квартир), % | 46,72% | 21,30% | 2,96% | 1,56% | 27,45% | 0,00% |
| Строительство новых газопроводов, % | 79,16% | 0,80% | 12,57% | 6,43% | 0,01% | 1,02% |
| Подключение котельных, предприятий, % | 63,78% | 22,19% | 3,06% | 2,81% | 8,16% | 0,00% |

*Рис. 4. Распределение объемов программы газификации регионов на 2021-2025 годы по Уральскому Федеральному округу от общих показателей в процентах*

На территории ХМАО – Югры, согласно топливно-энергетическому балансу за 2020 год, добыча попутного нефтяного и природного газа составила 33,9 млрд м$^3$: попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) – 33,3 млрд м$^3$; природного – 0,7 млрд м$^3$. Согласно обзору «Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре

в 2021 году», опубликованному НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, нефтяными компаниями-недропользователями добыто 32,8 млрд м$^3$ ПНГ, что меньше чем в 2020 году на 0,5 млрд м$^3$ (1,4 %) [4, 5]. Основной объем, более 22,86 млрд м$^3$, был направлен на 9 газоперерабатывающих предприятий (далее – ГПП). Объемы одного из полученных продуктов переработки, такого как «сухой газ», снизились на 428,28 млн м$^3$ за год.

Прогнозируемое дальнейшее снижение объемов получения продукта «сухого газа» может негативно повлиять на показатели по реализации и дальнейшему развитию программ по газификации до 2030 года. В ХМАО – Югре реализуется совместная с ЕОГ программа социальной газификации населения. Сводный план-график догазификации ХМАО – Югры до 2025 года, одобренный Губернатором округа, согласно Распоряжению № 468-рп от 27.08.2021 года, охватывает 16 муниципальных образований, в которых создается техническая возможность подключения для 4 418 объектов домовладений. Объемы подключения и/или перевод котельных теплофикации и промышленных предприятий на использование в качестве топлива природного газа учитываются отдельно только в программе газификации ЕОГ.

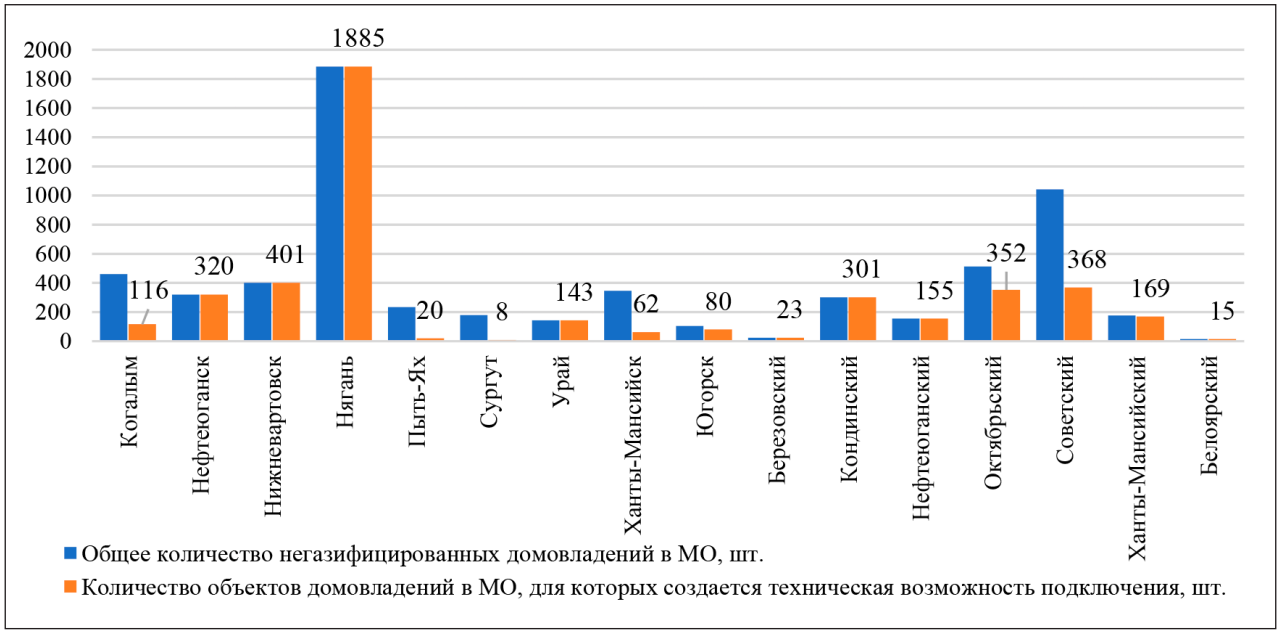



*Рис. 5. Сводный план-график догазификации ХМАО – Югры, с разделением по муниципальным образованиям*

В округе добывается 4,9 % от общего объема добычи газа в стране. Из 33,9 млрд м$^3$, добытых в 2020 году, только 2,1 % приходится на газовые и газоконденсатные месторождения, основные объемы добываются попутно с нефтью.

В условиях постепенного истощения традиционной для округа нефтяной ресурсной базы, определенное Губернатором направление по увеличению применения природного газа для обеспечения энергоресурсами хозяйственного комплекса, населения региона с прогнозируемым снижением техногенной нагрузки на окружающую природную среду, можно считать ключевым в рамках формирования стратегий развития предприятий нефтегазодобывающей отрасли до 2030 года.

Однако процесс стратегического планирования для молодых нефтегазодобывающих холдингов формируется из важных предпосылок. Неопределенность внешней среды и наличие непредусмотренных изменений делают необходимыми постоянную

корректировку ожиданий компаний относительно внешних условий и соответствующее исправление, а также уточнение ранее сформированных планов.

Ключевыми факторами определения вектора развития для предприятий нефтегазодобывающей отрасли, включая организацию или увеличение добычи природного газа на газовых и газоконденсатных месторождениях, можно рассматривать:

1) Наличие необходимой ресурсной базы.

2) Наличие подходящей производственной инфраструктуры.

3) Наличие спроса на внутреннем рынке поставок природного газа в районе ведения хозяйственной деятельности.

4) Наличие мер и программ, направленных на поддержку со стороны органов власти в округе (регионе).

Ресурсная база природного газа на территории ХМАО – Югры, как правило, выражена отложениями березовской свиты сенонского возраста, сенонский надъярус (Сенон, от Senones – лат. название г. Сане на р. Йонне во Франции) – подразделение верхнего отдела меловой системы, и сеноманскими отложениями.

На примере Нижневартовского района, согласно исследованиям и выводам О.В. Бакуева, отраженным в материале «Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов» [3], наличие залежи природного газа в сеноманской части разреза – Варьеганское, Ваньеганское, Самотлорское, Ай-Яунское, Верхнеколикъеганское подтверждается в процессе разработки Варьеганского месторождения ПАО «Варьеганнефть», операторские услуги по добыче углеводородного сырья которому оказывает Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть».

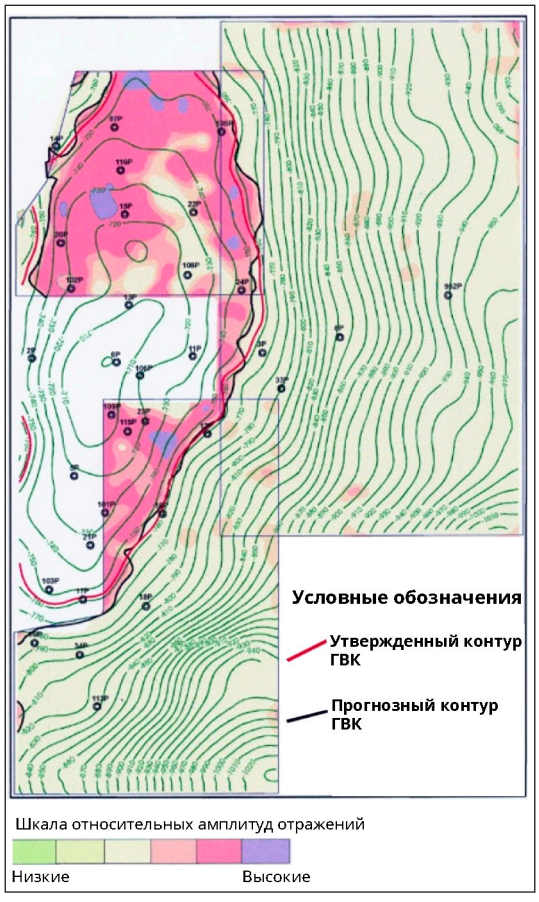



*Рис. 6. Отображение контура газоносности сеноманской залежи в амплитудах сейсмической записи на уровне отражающего горизонта «Г» по Варьеганскому месторождению*

Варьеганское месторождение открыто и введено в разработку в 1974 году. В юрско-меловой части разреза выявлено 22 продуктивных пласта от $ЮВ_2$ до сеномана. На текущий период времени месторождение находится на последней стадии разработки, а обводненность нефтяных скважин составляет более 92 %. Сейсморазведочными работами 3D покрыт весь Варьеганский ЛУ.

Месторождение относится к категории «зрелых» и, несмотря на постоянный рост операционных производственных затрат и себестоимости добычи нефти, указанное месторождение рассматривается как перспективное с точки зрения добычи природного газа.

Три залежи пластов $К_1$g пл.$АВ_4$, $К_1$а пл.ПК и сеноман $К_2$s относятся к чисто газовым. Разработка объектов $АВ_4$, ПК и сеномана определена на естественном режиме. Накопленная добыча свободного газа, по состоянию на 01.01.2020 г., составляет 3 522 млн м$^3$, отбор свободного газа от начальных извлекаемых запасов нефти (далее – НИЗ) составляет 11 %.

Извлекаемые запасы свободного природного газа объекта – сеноман составляют 30 922 млн м$^3$. Максимальные проектные уровни

по месторождению в целом, определенные ЦКР Роснедра: добыча свободного газа – 1 305 млн м$^3$ (2044 год). Перевод в газовые – 33 добывающие скважины. Накопленная добыча природного газа может составить – 32 644 млн м$^3$.

Основными ограничениями для организации добычи природного газа в объемах, определенных потенциалом, по указанным залежам являются:

1) Отсутствие в районе ведения хозяйственной деятельности необходимой производственной инфраструктуры, в том числе системы газопроводов ЕОГ и собственных систем газопроводов и объектов подготовки газа ПАО «Варьеганнефть».

Имеющиеся системы газопроводов, принадлежащие СИБУР Холдинг, предназначены в основном для обеспечения поставок ПНГ на газоперерабатывающие заводы (далее – ГПЗ), ориентированные на получение продуктов, связанных с нефтехимической отраслью.

2) Отсутствие условий для создания спроса на внутреннем рынке поставок природного газа в районе ведения хозяйственной деятельности.

Ориентировочные объемы потребления ПНГ котельными теплофикации муниципального образования г. Радужный, расположенного на территории Варьеганского ЛУ, составляют до 32 млн м$^3$ в год. Котельные производственных предприятий используют в качестве топлива ПНГ, так как имеющиеся системы газопроводов у организаций-поставщиков не предназначены для транспортировки природного газа.

Указанные ограничения одновременно могут являться и направлениями для развития инфраструктуры социальных, экономических и научно-исследовательских связей между Нижневартовским филиалом ПАО НК «РуссНефть» и потенциальными потребителями энергоресурсов.

Параллельно реализуемому в 2023 году, проекту строительства газопровода протяженностью 17,636 км, от системы транспортировки ПНГ с Западно-Варьеганского месторождения потребителям – котельным теплофикации пгт. Новоаганск и с. Варьеган Нижневартовского района, связанному с истощением ресурсной базы Рославльского месторождения и прогнозируемым дефицитом, а также ограничениями в поставках топлива котельным, проводится подготовка структуры технико-экономического обоснования организации добычи природного газа по объекту сеноман Варьеганского месторождения.

Ресурсы объекта до 2030 года могут быть направлены на выработку электроэнергии на промысле – «малая энергетика», поставку топлива котельным теплофикации г. Радужный и производственным предприятиям муниципального образования, в систему газопроводов транспортировки ПНГ, принадлежащих СИБУР Холдинг, для дальнейшего доведения до потребителей на территории административных районов ХМАО – Югры, совместно с продуктом ГПЗ – «сухой газ». Обеспечение данных процессов возможно только при создании новых инфраструктурных объектов обустройства месторождения, таких как газовые скважины, газопроводы транспортировки газа, установки подготовки и учета, газоэлектростанции (ГТЭС, ГПЭС).

Проводя анализ динамики показателей, связанных со строительством и реконструкцией производственной инфраструктуры для подготовки, учета и транспортировки газа нефтяными компаниями в округе, можно сделать вывод, что на текущий период капитальные вложения в отрасли в первую очередь направлены на обеспечение работоспособности ранее построенных объектов транспортировки ПНГ. Данный показатель также характеризуется отсутствием стимулирующих условий для инвестиций в относительно новую для округа отрасль, связанную с добычей природного газа.

Привлечение необходимых инвестиций в строительство новой инфраструктуры зависит, в первую очередь, от цены реализуемого топлива и сроков начала получения прибыли.

*Таблица 1*

**Количество объектов производственной инфраструктуры автономного округа для обеспечения использования газа по данным, предоставленным нефтяными компаниями ХМАО – Югры**

| № пп | Наименование объектов обустройства | Построено новых | | | Реконструировано (отремонтировано) | | Общее количество по состоянию | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2020 г. | 2021 г. | на 01.01.2021 г. | на 01.01.2022 г. |
| 1 | Установки подготовки газа, шт. | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 44 | 41 |
| 2 | Компрессорные станции транспорта газа, шт. | 2 | 1 | 0 | 3 | 5 | 141 | 142 |
| 3 | Газлифтные компрессорные станции, шт. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 |
| 4 | Узлы учета газа – УУГ, шт. | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1790 | 1919 |
| 5 | Газоэлектростанции (ГТЭС, ГПЭС), шт. | 2 | 0 | 0 | 7 | 3 | 81 | 81 |
| 6 | Газопроводы высокого давления (система газлифтной добычи), км | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 73,3 | 73,3 |
| 7 | Газопроводы внутрипромысловые (низкого давления), км | 0 | 6,55 | 36,31 | 29,75 | 0,19 | 6624,05 | 7135,35 |
| 8 | Газопроводы транспорта газа, км | 122,57 | 8,72 | 1,04 | 20,56 | 24,41 | 3863,9 | 3616,61 |

Например, в мировой практике процесс ценообразования на природный газ формируется по различным методам:

– OPE (oil price escalation) – цена с привязкой (индексацией) к цене нефти, отдельных нефтепродуктов (газойль, мазут), иногда к цене электроэнергии.

– GOG (gas-on-gas competition) – цена определяется на рынке в результате взаимодействия спроса и предложения на основе конкуренции между поставщиками газа. Цена вариативна в периоды (ежедневно, ежемесячно, ежегодно). Не весь газ покупается и продается по такому механизму на спотовом рынке, есть и долгосрочные контракты. По долгосрочным контрактам применяются специальные индексы, которые позволяют определить ежемесячные уровни цен.

– BIM (bilateral monopoly) – цена определяется в результате двухсторонних обсуждений и соглашений между крупным продавцом и крупным покупателем. Цена устанавливается на долгосрочный период, обычно год. В отличие от GOG в данном способе ценообразования как минимум одну сторону сделки представляет единственный продавец или покупатель. Часто второй стороной выступает государство.

– NET (netback from final product) – встречная цена, получается обратным счетом от цены конечного продукта, в производстве которого основным сырьем выступает природный газ (например, метанол, аммиак).

– RCS (regulation: cost of service) – цена устанавливается или одобряется регулирующим органом, возможно, Министерством. Уровень цены устанавливается с учетом стоимости обслуживания, включая затраты на покрытие инвестиций и приемлемую норму прибыли.

– RSP (regulation: social and political) – цена регулируется со стороны государства с учетом социальных и/или политических факторов в ответ на необходимость покрытия растущих затрат либо как способ повышения доходов в бюджет. Цена носит нерегулируемый характер. Это нечто среднее между RCS и RBC.

– RBC (regulation: below cost) – цена устанавливается заведомо ниже средних затрат на производство и транспортировку газа, обычно с целью субсидирования населения.

– NP (no price) – добытый газ учитывается по себестоимости и передается населению или промышленности бесплатно. Зачастую, он используется в качестве сырья в химической промышленности, производстве удобрений, в нефтепереработке или нефтедобыче (для повышения нефтеотдачи пластов). Зачастую, это ПНГ. Эту категорию можно отнести к трансфертным (внутрикорпоративным).

Создание в округе оптимальных, возможно гибридных методов формирования цены на природный газ, которые будут базироваться на методе RCS, позволит привлечь инвестиции в строительство новой инфраструктуры в краткосрочной перспективе до 2025 года.

Дополнительно, многие современные аналитики считают, что, в отличие от нефти, газ имеет гораздо большие и длительные перспективы, поскольку с экологической точки зрения является наиболее «чистым» топливом по объемам выброса $CO_2$ при отсутствии еще более вредных выбросов CO. К тому же, как считается, он привлекателен и для создания синтетического топлива, а также для развивающейся газохимии.

В заключение можно отметить, что в округе имеются достаточные ресурсы для повышения уровня применения природного газа предприятиями и населением, за счет чего структура топливно-энергетического баланса до 2030 года постепенно будет изменяться в сторону уменьшения добычи традиционных нефтяных запасов, и использования альтернативных источников топлива для выработки электроэнергии и конечного потребления.

Альтернативным источником топлива является природный газ. Организация добычи, учета и транспортировки природного газа для нефтегазодобывающих предприятий станет ключевым направлением обустройства месторождений до 2030 года, в том числе газовых и газоконденсатных.

Для создания конкурентоспособного с другими регионами внутреннего рынка поставок природного газа необходимо строительство новой разветвленной сети магистральных газопроводов или использование ресурсов действующих газопроводов поставки ПНГ на ГПЗ в условиях взаимовыгодных коммерческих отношений между предприятиями нефтегазодобывающей и газоперерабатывающей отраслей.

На примере «зрелого» Варьеганского месторождения видно, что ресурс залежей природного газа эквивалентен годовой добыче ПНГ в округе или эквивалентен потребности в топливе котельных теплофикации г. Радужный в течение 1000 лет.

Создание благоприятных условий для нефтегазодобывающих компаний в ХМАО – Югре, планирующих вовлечение ресурсов природного газа для обеспечения предприятий и населения, позволит интенсифицировать рост показателей по его применению и изменить структуру топливно-энергетического баланса.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **ООО «Газпром межрегионгаз»**: официальный сайт. – 2022. – URL: https://www.gazprommap.ru (дата обращения 20.09.2022). – Текст : электронный.

2. **Распоряжение Губернатора ХМАО – Югры** № 85-рг от 8 апреля 2022 года «Об утверждении топливно-энергетического баланса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за 2020 год и на период 2021-2025 годов с оценкой до 2030 года и плана мероприятий («дорожной карты») по достижению показателей топливно-энергетического баланса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период 2021-2025 годов с оценкой до 2030 года», 2022. – С. 22-32. – Текст : электронный. – URL: https://depjkke.admhmao.ru/upload/iblock/dff/2022.04.08-_85_rg-TSelevoy-TEB-i-dorozhnaya-karta.pdf.

3. **Бакуев, О. В.** Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов / О.В. Бакуев. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – 2002. – № 11. – С.30-37. – URL: http://www.oilnews.ru/11-11/perspektivy-neftegazonosnosti-berezovskoj-svity-na-territorii-xmao-i-sopredelnyx-rajonov.

4. **Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 году:** отчет // Правительство Ханты – Мансийского автономного округа – Югры, Департамент недропользования и природных ресурсов, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – 2021. – С. 173-176. – Текст : электронный. – URL: https://www.crru.ru/smi/nedropolzovanie_otchet_2020.zip

5. **Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2021 году:** отчет // Правительство Ханты – Мансийского автономного округа – Югры, Департамент недропользования и природных ресурсов, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – 2022. – С. 168-170.– Текст : электронный. – URL: https://www.crru.ru/smi/nedropolzovanie_2021.zip.

6. **Шаркова, А. В.** Экономика организаций топливно-энергетического комплекса : учебник / А.В. Шаркова, И.Ю. Новоселова, О.С. Кириченко [и др.]. – 2-е изд. – Москва : Дашков и К, 2021. – С. 359-360. – ISBN 978-5-394-04268-3. – Текст : электронный. – URL: https://znanium.com/catalog/product/1232783.

УДК 553.98

# ПРИМЕНИМОСТЬ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ТИПИЗАЦИИ НЕФТЕЙ И ОЦЕНКИ ВКЛАДА НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ИХ СОСТАВЕ НА ПРИМЕРЕ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Н.В. Обласов[1], И.В. Гончаров[1,2], И.В. Эфтор[1]**

*[1]АО «ТомскНИПИнефть», [2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск*

В работе представлена оценка применимости кластерного анализа и анализа главных компонент на массиве геохимических данных нефтей Красноленинского месторождения. Продемонстрировано использование линейного дискриминантного анализа (LDA) в расчёте доли нижнесреднеюрского органического вещества в их составе.

*Нефть, геохимия, Красноленинское месторождение, органическое вещество, нефтегазоматеринская порода, дискриминантный анализ, иерархический кластерный анализ, анализ главных компонент*

# APPLICABILITY OF STATISTICAL METHODS FOR ANALYZING GEOCHEMICAL DATA FOR THE GENETIC TYPING OF OILS AND ASSESSING THE PROPORTION OF LOWER-MIDDLE JURASSIC ORGANIC MATTER IN THEIR COMPOSITION ON THE EXAMPLE OF THE KRASNOLENINSKOE OILFIELD

**N. Oblasov[1], I. Goncharov[1,2], I. Eftor[1]**

*[1]JSC «TomskNIPIneft», [2]National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

This abstract presents an assessment of the applicability of cluster analysis and principal component analysis on the array of geochemical data for oils of the Krasnoleninskoe oilfield. Here we demonstrate the using of linear discriminant analysis (LDA) in calculating the proportion of Lower-Middle Jurassic organic matter in composition of oils.

*Oil, geochemistry, Krasnoleninskoe oilfield, organic matter, source rock, discriminant analysis, hierarchical cluster analysis, principal component analysis*

Благодаря использованию хроматомасс-спектрометрии стало возможным получение огромного количества информации, заключенной в органическом веществе пород и нефтей. Этот анализ позволяет определить содержание различных молекулярных соединений и компонентов, чьи соотношения используются как основа для интерпретации типа органического вещества, условий его осадконакопления и термической зрелости. Весь этот огромный объем получаемых данных требует применения различных статистических методов для их обработки. Поскольку такие методы позволяют в максимальной мере охватить всю совокупность свойств каждого отдельного образца для целей интерпретации его генетических особенностей.

В геохимии нефти и газа часто можно встретить применение кластерного анализа (**CA**) и анализа главных компонент (**PCA**). Оба метода позволяют на основе полученных характеристик пород или нефтей произвести группировку образцов на различные семейства. На западе подобное использование многомерных методов анализа называют «хемометрикой». Как правило, исходными данными в выборках для проведения этих анализов служат биомаркерные и молекулярные параметры, характеризующие окислительно-восстановительные условия осадконакопления и исходные биопродуценты [Peters et al., 2013; Diasty et al., 2020]. Иными словами, это те параметры, которые напрямую относятся к природе нефтегазоматеринского источника. При этом, в подобных анализах часто не затрагивают параметры катагенеза, так как последние естественным образом будут находиться в зависимости от стадии нафтидогенеза у образцов, принадлежащих к разным генетическим типам. Естественно, это справедливо для тех случаев когда не ставится отдельная цель как исследование термической эволюции. Однако на практике не встречаются работы, которые бы использовали подобные статистические методы не только для целей генетической типизации, но и для расчета вклада каждого из источников в состав исследуемых нефтей. Одним из таких инструментов может стать линейный дискриминантный анализ (**LDA**), активно применяемый в биологии [Тюрин, Щеглов, 2015].

Для расчетов вклада нижнесреднеюрского органического вещества в генезис нефтей Красноленинского месторождения авторами были использованы результаты хроматомасс-спектрометрических анализов 100 проб нефтей из скважин этого месторождения и 31-й пробы нефти нижнесреднеюрского генезиса, отобранных и исследованных нами ранее из различных районов Западной Сибири (из северо-восточной и юго-восточной части). Нефти анализировались на газовом хроматографе с масс-селективным детектором «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0,25 мм). Анализ выполнялся в режиме сканирования индивидуальных масс – SIM. Сбор и обработка данных производились с применением программного обеспечения системы ChemStation. Расчёты многомерных статистических анализов (**CA, PCA, LDA**) выполнялись в Past 4.0 [Hammer et al., 2001].

Ранее по результатам геохимических исследований нефти и газы Красноленинского месторождения были разделены авторами на два семейства [Гончаров и др., 2016; Oblasov et al., 2017]. Первое семейство по молекулярному и изотопному составу являются типичными баженовскими флюидами, т.е. они были генерированы породами баженовского горизонта. Нефти второго семейства по составу биомаркеров (алканы, стераны, гопаны и др.) по составу очень близки к нефтям первого семейства. Но несмотря на эту близость, в нефтях второго семейства всё же были обнаружены признаки, которые указывают на некоторый вклад генерации окисленного органического вещества. Среди таких признаков можно выделить слегка повышенные значения молекулярного параметра Pr/Ph, значительно утяжелённый изотопный состав углерода газовых компонентов $C_3$-$C_5$, а также повышенные значения соотношения изомеров ксилола (м+п)/о-Кс.

Из-за того, что оба семейства по своему составу биомаркеров и молекулярных компонентов очень близки, выполнение генетической типизации нефтей Красноленинского месторождения методами кластерного анализа и анализа главных компонент является довольно сложной задачей. Пробы из первого и второго семейств часто взаимно перемешиваются на полученных дендрограммах (рис. 1а). В свою очередь на графиках главных компонент они и вовсе образуют единое множество, не формируя каких-то обособленных контрастных групп. Таким образом, подобные результаты, полученные методами кластерного и PCA анализов, не могут лечь в основу классификации

этих нефтей, а значит для определения принадлежности к тому или иному семейству остается использовать лишь выполненный ранее подход [Обласов и др., 2022]. Здесь же для контраста кластерного и PCA анализов были использованы результаты для нефтей Томской области, из работы [Гончаров и др., 2012]. Результаты представлены на рис. 1б. Эти данные визуально хорошо демонстрируют способность инструментов (**CA, PCA**) разделять совершенно разные генетические типы нефтей.

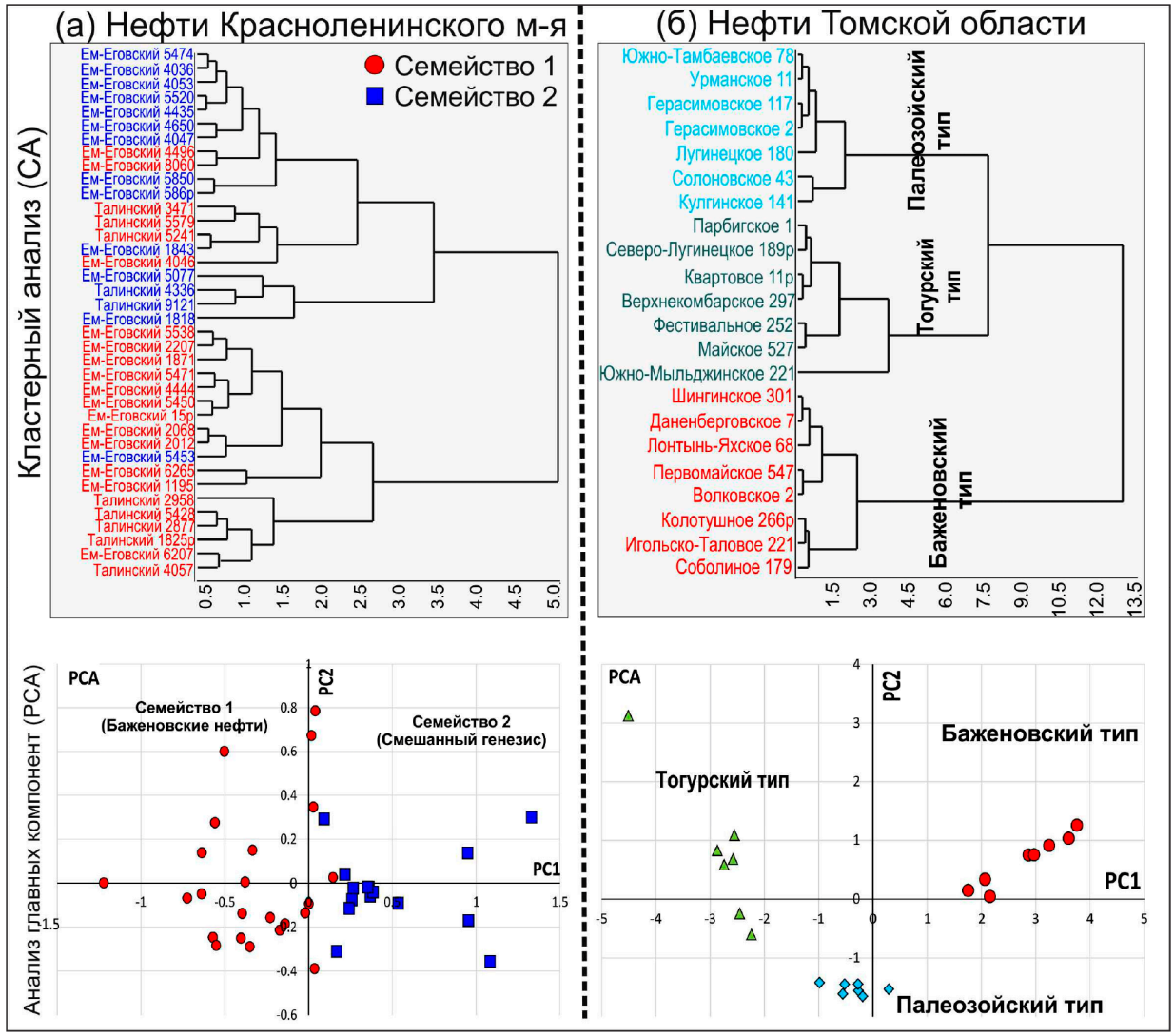



*Рис. 1. Распределение семейств нефтей по результатам кластерного анализа (а) и анализа главных компонент (б)*

Для того, чтобы определить долю вклада продуктов генерации нижнесреднеюрского органического вещества в составе нефтей Красноленинского месторождения был выполнен небольшой эксперимент. Для его проведения было использовано 2 нефти: (1) скв.5452 Ем-Ёговского л.у. – типичная нефть баженовского генетического типа на Красноленинском месторождении и (2) нефть с Верхнекомбарского месторождения (Томская область) – типичная неморская, связанная с углистым органическим веществом с высоким значением молекулярного параметра Pr/Ph (рис. 2). Из этих двух нефтей было приготовлено 3 смеси в следующих пропорциях Нефть 1/Нефть 2: 95/5, 90/10 и 70/30. По результатам (рис. 2) стало ясно, что для того, чтобы у баженовской нефти

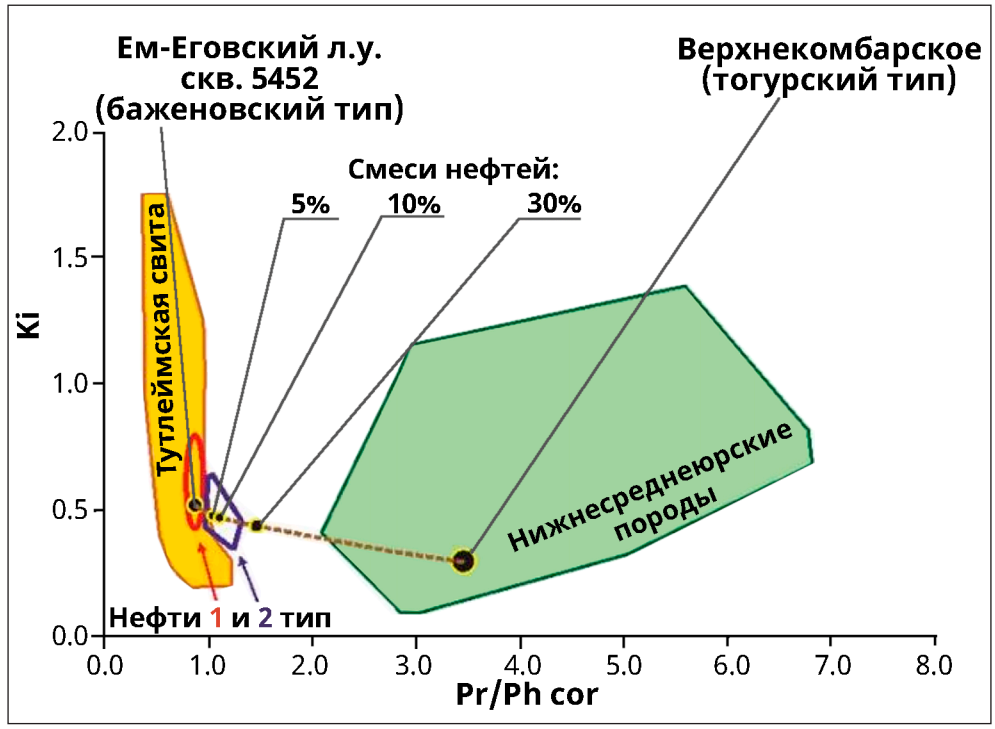



*Рис. 2. Значения молекулярных параметров Pr/Ph и Ki в нефтях из скв. 5452 Ем-Еговского л.у. и скв. 330 Верхнекомбарского месторождения, а также их смесей*

Красноленинского месторождения значение параметра Pr/Ph увеличилось с 0,83 до 1,22, необходимо добавить неморской нефти с повышенным Pr/Ph в количестве около 12 %, в случае, если Pr/Ph=1,41, то нужно добавить другой нефти в количестве примерно 24 %. Средняя величина Pr/Ph для всех изученных в работе нефтей Ем-Ёговского, Каменного и Талинского л.у. составляет 0,96. Если исходить из этой величины, то доля небаженовской нефти в составе нефти всего месторождения составляет примерно 3 %.

Тем не менее, ориентирование лишь на один из молекулярных параметров не всегда может давать точную оценку количества нижнесреднеюрского органического вещества в составе нефтей. Поэтому были использованы дополнительные молекулярные отношения, которые позволили контрастно разделить оба данных семейства.

В дальнейшем для цели определения доли вклада нижнесреднеюрского органического вещества в составе нефтей Красноленинского месторождения был использован линейный дискриминантный анализ (LDA), позволяющий наиболее полно охватить весь набор параметров молекулярных отношений. Сам по себе дискриминантный анализ был выбран не случайно. Нефти Красноленинского месторождения уже были предварительно типизированы по ряду признаков. Поэтому задачи разделения их на семейства уже не стоит. В свою очередь механизм данного анализа (LDA) в отличие от PCA работает таким образом, чтобы показать наибольшую дистанцию между уже предварительно выделенными группами. В нашем случае это выделенные ранее семейства нефтей Красноленинского месторождения [Обласов и др., 2017].

В результате дискриминантного анализа в зависимости от числа изучаемых групп (семейств) образуются оси, дифференцирующие эти самые группы. Также можно оценить степень сходства групп путём вычисления евклидова расстояния между их центроидами (или средними точками) [Тюрин, Щеглов, 2015].

Однако при поиске таких генетических молекулярных параметров возникает проблема, что в большей части нефтей генерированных породами нижней и средней юры содержится довольно мало углеводородов-биомаркеров: стеранов и гопанов, либо же они и вовсе отсутствуют. А значит значительная доля генетических отношений, основанных на этих параметрах выпадает из дискриминантного анализа. Тем не менее, выборка параметров не ограничивается только широко используемыми биомаркерными параметрами. Среди легких углеводородов также присутствует много компонентов, соотношения которых могут хорошо отражать фациальные условия накопления исходного органического вещества [Гончаров, 1987]. Нами был проведён поиск таких дополнительных компонентов. В нашей работе мы использовали изомеры триметилбензолов и тетраметилбензолов [Cheng et al., 2015]. Некоторые отношения хорошо коррелируют с Pr/Ph и приведены на рис. 4. Расшифровка цифровых обозначений представлена на рисунках 3а и 3б, где показаны типичные хроматограммы триметилбензолов и тетраметилбензолов в составе нефтей. Римскими и арабскими цифрами обозначены порядки выхода изомеров на обеих хроматограммах.

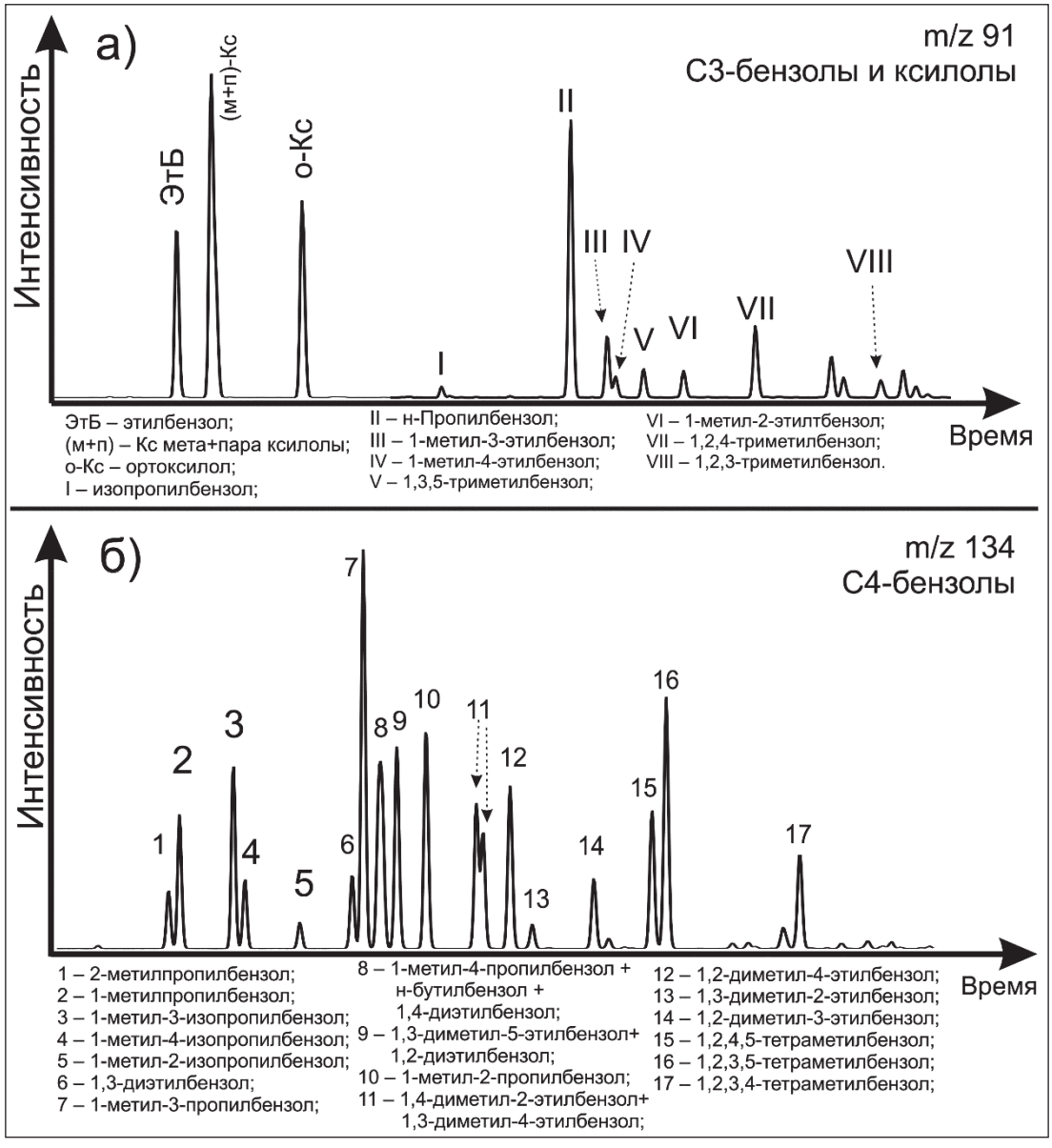



*Рис. 3. Типичные хроматограммы распределения в нефтях триметилбензолов и ксилолов по m/z 91 (а), и тетраметилбензолов по m/z 134 (б) в составе исследуемых нефтей*

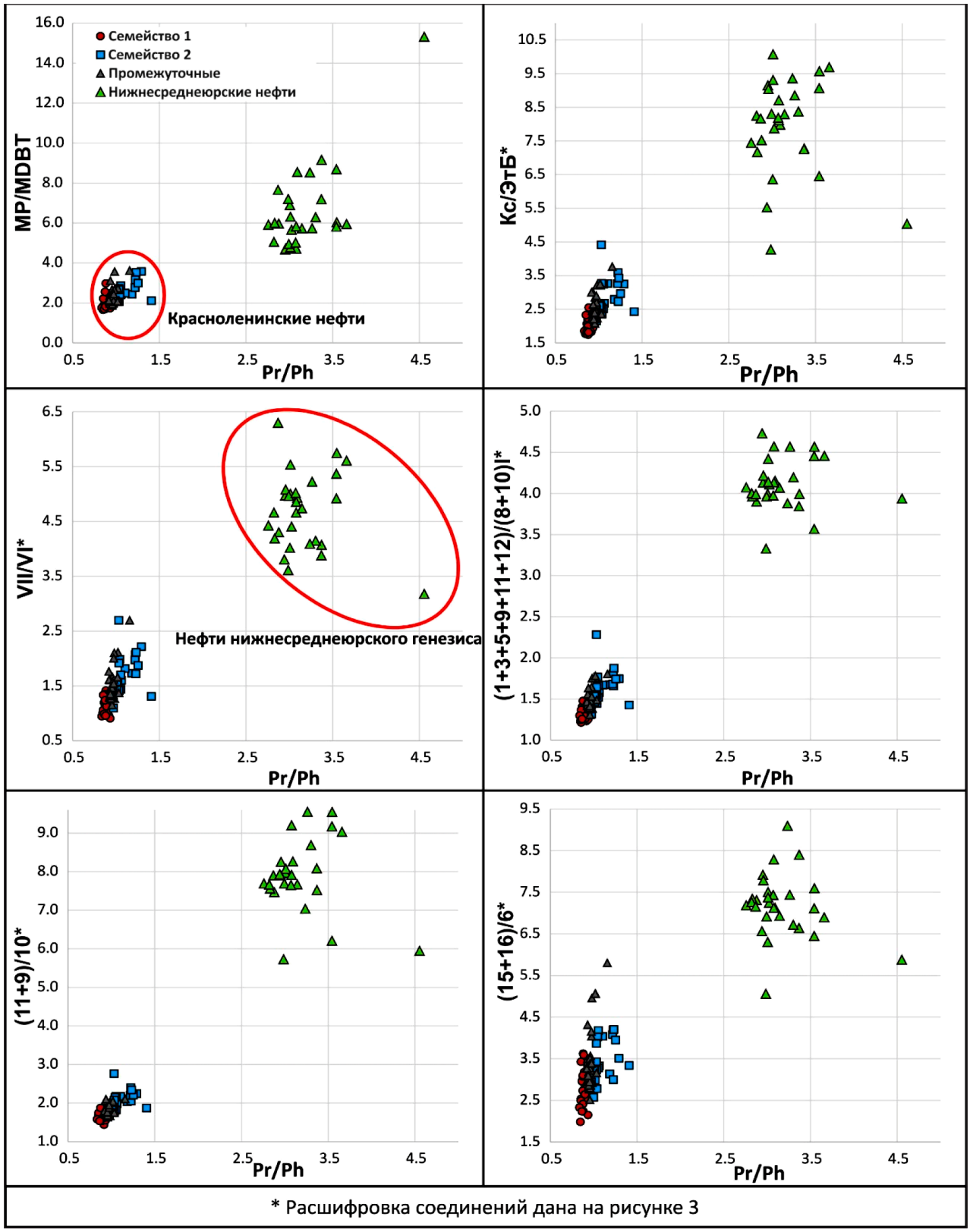



*Рис. 4. Корреляция выбранных для дискриминантного анализа параметров с отношением Pr/Ph в нефтях Краснoленинского месторождения и нижнесреднеюрских нефтей Западной Сибири*




**(б) Таблица стандартизированных коэффициентов**

| Параметр | Функция #1 (X) | Функция #2 (Y) | Σ абсолютных значений |
|---|---|---|---|
| **П/Ф кор** | 0.085 | 0.006 | 0.091☆ |
| **МР/MDBT** | 0.176 | 0.034 | 0.210☆ |
| **Кс/ЭтБ** | 0.214 | 0.093 | 0.307☆ |
| **(м+п)/о-Кс** | 0.083 | 0.101 | 0.184☆ |
| **С3-бензолы** | | | |
| **(III+IV)/II** | 0.018 | 0.003 | 0.021 |
| **V/II** | 0.018 | -0.002 | 0.019 |
| **(III+IV+V)/II** | 0.020 | 0.002 | 0.022 |
| **VII/VI** | 0.126 | 0.071 | 0.198☆ |
| **VII/(VI+VIII)** | 0.048 | 0.020 | 0.068 |
| **С4-бензолы** | | | |
| **11/10** | 0.088 | -0.022 | 0.111☆ |
| **9/8** | 0.062 | 0.001 | 0.062 |

| Параметр | Функция #1 (X) | Функция #2 (Y) | Σ абсолютных значений |
|---|---|---|---|
| **С4-бензолы** | | | |
| **11/8** | 0.028 | -0.005 | 0.034 |
| **10/9** | 0.150 | -0.035 | 0.186☆ |
| **9(8+7)** | 0.023 | 0.001 | 0.024 |
| **(11+9)/10** | 0.238 | -0.058 | 0.296☆ |
| **9/(8+10)** | 0.045 | -0.004 | 0.048 |
| **(1+3+5+9+11+12) /(8+10)** | 0.102 | 0.013 | 0.116☆ |
| **1/2** | 0.031 | 0.004 | 0.034 |
| **(7+15+16)/(8+10)** | 0.063 | 0.011 | 0.074 |
| **(15+16)/6** | 0.154 | 0.073 | 0.227☆ |
| **(15+16)/(11+12)** | 0.014 | 0.020 | 0.034 |

☆ **Молекулярные параметры с высоким вкладом в дискриминантный анализ**

*Рис. 5. Результаты дискриминантного анализа*

В дальнейшем весь набор параметров, перечисленных на рисунке 5(б), был использован в дискриминантном анализе. Благодаря чему были получены новые переменные, которые уже охватывают максимум изменчивости этих параметров. Согласно полученным результатам были рассчитаны три новых дискриминантных функции. Первая охватывает 98,9 % изменчивости генетических параметров органического вещества, вторая функция охватывает лишь 0,9 %, а последняя только 0,2 % Дальнейший расчёт будет происходить из первых двух информативных функций (рис. 5а). Были найдены центральные значения каждого из семейств для баженовских нефтей, 2-го семейства и

нижнесреднеюрских нефтей. Также было отдельно вычислено положение центроида для всех нефтей Красноленинского месторождения, включая те, которые не были отнесены ни к одному из семейств (они были заданы отдельным семейством).

Далее производился расчёт евклидовых расстояний относительно центроида баженовских нефтей (табл. 1). Максимальная дистанция естественно приходится на нижнесреднеюрские нефти – 26,83. В этих нефтях содержание нефти неморского типа составляет 100 %. Соответственно, в среднем, на все Красноленинские нефти приходится примерно 4 % жидких углеводородов, генерированных нижнесреднеюрскими породами. В нефтях 2-го семейства, оно соответственно выше, примерно 8,2 %. Также в полученную модель были включены смеси нефтей (5, 10, 30 %), использованные ранее на параметрах Pr/Ph и Ki. Для подстановки были использованы «сырые коэффициенты» для каждого из параметров (рис. 5б) и константа для расчёта их дискриминантных функций.

Из полученных значений стандартизированных коэффициентов видны наиболее информативные параметры (рис. 5б). Все из них вносят весомый вклад в результат дискриминантного анализа и могут быть использованы наряду с отношением Pr/Ph как дополнительные параметры окислительно-восстановительных условий ОВ. Возможность дифференциации проб с использованием этих параметров графически показана на рис. 4.

*Таблица 1*

**Результаты расчёта доли нефти Красноленинского месторождения, генерированной породами нижней и средней юры, на основе евклидова расстояния на осях дискриминантных функций**

| Тип центроида (семейство нефтей) | Положение на оси x | Положение на оси y | Евклидово расстояние, усл. ед. | Процент содержания нижнесреднеюрского ОВ, % |
|---|---|---|---|---|
| Семейство № 1 | -6,98 | -1,16 | 0 | 0 |
| Семейство № 2 | -4,70 | 1,84 | 2,21 | 8,26 |
| Все нефти | -5,93 | 0,04 | 1,07 | 3,98 |
| Нижнесреднеюрские нефти | 19,84 | -0,13 | 26,83 | 100 |
| Подстановка смесей (нефти скв.5452 Ем-Ёговского л.у. и Верхнекомбарского м-я) в полученную модель с дискриминантными функциями | | | | |
| Мод. смесь 95/5 % | -5,18 | 0,65 | 1,80 | 6,74 |
| Мод. смесь 90/10 % | -4,54 | 1,10 | 2,43 | 9,04 |
| Мод. смесь 70/30 % | -1,02 | 2,12 | 5,86 | 21,8 |

Конечно расчёт в некоторой степени носит условный характер, поскольку полученные значения могут зависеть от многих факторов. В первую очередь это сама используемая выборка целевых нефтей и нефтей сравнения (нижнесреднеюрского генезиса), поэтому результаты будут варьироваться в соответствии с используемыми нефтями. Нужно быть уверенными, что нефти сравнения в данном случае будут являться «чистыми», а не представлять уже некоторую смесь разных генетических типов. Данная особенность продемонстрирована на модельных смесях 95/5, 90/10 и 70/30, где согласно используемой модели дискриминантного анализа содержание нижнесреднеюрского органического вещества составляет 6,7; 9,0 и 21,8 % соответственно. Подобное несоответствие как раз и содержит в себе разницу в применяемых подходах. Так как на осях дискриминантных функций отсчёт идёт от центроидов, то есть от усреднённой нефти каждой группы (семейства), но при этом в каждой группе есть свои вариации значений, и их система не учитывает.

С другой стороны, полученные результаты будут также зависеть от использованных параметров отношений молекулярных соединений в нефтях. В предложенном варианте не были использованы биомаркерные показатели в силу их довольно низкого содержания в нефтях нижнесреднеюрского генезиса. Однако в этой работе успешно продемонстрирована возможность построения дискриминантного анализа и на более простых (в части обнаружения и использования приборной базы) соединениях. Также стоит принять во внимание, что в нефтях разных генетических типов абсолютное содержание молекулярных соединений может сильно разниться. Смешение разных нефтей может привести не просто к постепенному изменению всех молекулярных отношений, оно скорее будет иметь немонотонный характер и быть следствием значительного преобладания одних соединений над другими в разных нефтях. Так, например, абсолютное содержание изопреноидов в нефтях может отличаться в разы. А значит даже при фактическом смешении двух нефтей отношение Pr/Ph может оставаться неизменным из-за сильного доминирования их в одной нефти и малом количестве в другой.

Дискриминантный анализ является еще одним инструментом в копилке методов для интерпретации массива геохимических данных. Им возможно не только эффективно разделять между собой изучаемые группы и семейства, как например это сделано на нефтях Красноленинского месторождения, но и вычислять относительный вклад нефтематеринских источников. Полученные в этой работе показатели дискриминантного анализа можно в дальнейшем использовать как готовую математическую модель для геохимической типизации и расчёта доли нефтей разных генетических типов для Красноленинского месторождения.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Гончаров, И. В.** Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 12-17.

2. **Гончаров, И. В.** Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева, Е.Л. Журова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8-13.

3. **Bin Cheng.** Ratios of low molecular weight alkylbenzenes (C0–C4) in Chinese crude oils as indicators of maturity and depositional environment / Bin Cheng, Tieguan Wang, Haiping Huang, Guangli Wang, Bernd R.T. Simoneit. – Text : electronic // Organic Geochemistry. – Volume 88. – 2015. – P. 78-90. – URL: DOI:10.1016/j.orggeochem.2015.08.008.

4. **Hammer, Oyvind.** Past: Paleontological Statistics Software Package for Education and Data Analysis / Oyvind Hammer, David A.T. Harper, Paul D. Ryan. – Text : direct // Palaeontologia Electronica. – 2001. – vol. 4. – Issue: 1. – P.1-9.

5. **Oblasov, N. V.** Family of fluids of the Krasnoleninsky arch fields according isotope and molecular geochemistry / N.V. Oblasov, I.V. Goncharov, M.A. Veklich, S.V. Fadeeva, V.V. Samoilenko. – Text : direct // Book of Abstracts of the Communications presented to the 28th International Meeting on Organic Geochemistry, Florence, 2017. – P.604-605.

6. **Oblasov, N.** Oil and gases of the Krasnoleninsky field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia) / N. Oblasov, I. Goncharov, I. Eftor, M. Veklich, M. Chudinova, A. Zherdeva, S. Fadeeva, V. Samoilenko. – Text : electronic // Conference Proceedings, 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021), Sep 2021. – Volume 2021. – URL: https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.202134120.

7. **Тюрин, В. В.** Дискриминантный анализ в биологии : монография / В. В. Тюрин, С. Н. Щеглов. – Краснодар : Кубанский гос. ун-т, 2015. – 126 с. – ISBN 978-5-8209-1102-6. – Текст : непосредственный.

8. **El Diasty, W.S.** Chemometric Differentiation of Oil Families and Their Potential Source Rocks in the Gulf of Suez / W.S. El Diasty, S.Y. El Beialy, A.R. Mostafa, et al. – Text : electronic // Natural Resources Research 29. – 2020. – p. 2063-2102.– URL: https://doi.org/10.1007/s11053-019-09569-3.

9. **Peters, K. E.**Chemometric differentiation of crude oil families in the San Joaquin Basin, California / K.E. Peters, D. Coutrot, X. Nouvelle, L.S. Ramos, B.G. Rohrback, L.B. Magoon, J.E. Zumberge. – Text : electronic // AAPG Bull. – 2013. – 97. – P.103-143. – URL: DOI:10.1306/05231212018.

10. **Гончаров, И. В.** Геохимия нефтей Западной Сибири / И. В. Гончаров. – М.: Недра, 1987. – 179 с.

УДК 550.84

# ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ, ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, НАХОДКИ БИТУМОВ В ПОРОДАХ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО – ЮГРЫ

**М.Л. Мороз, Г.А. Чернова**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

Находки битумов и других органических веществ (ОВ) в магматических породах требуют изучения для установления источников ОВ. Кроме того, находки ОВ за пределами осадочного чехла вызывают широкий интерес у нефтяников в связи с перспективами выявления залежей углеводородов в фундаменте нефтегазоносных бассейнов. В настоящее время всё больше исследователей приходят к выводу, что существует связь нефтегазоносных месторождений с зонами глубинных разломов, по которым может происходить внедрение флюидов. В ходе изучения доюрского керна был уточнен вещественный состав, сделаны пиролитические исследования.

*Доюрский вещественный комплекс, метасоматиты, твердый битум*

# COMPOSITION, GEOCHEMICAL INVESTIGATIONS, AND FINDINGS OF BITUMENS IN ROCKS OF THE PRE-JURASIC COMPLEX IN THE TERRITORY OF KHMAO – YUGRA

**M.L. Moroz, G.A. Chernova**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

Findings of bitumen and other organic matter (OM) in igneous rocks require study to establish the sources of OM. In addition, OM finds outside the sedimentary cover are of great interest to oilmen in connection with the prospects for discovering hydrocarbon deposits in the basement of oil and gas basins. Currently, more and more researchers are coming to the conclusion that there is a connection between oil and gas fields and zones of deep faults, through which the introduction of fluids can occur. During the study of the pre-Jurassic core, the material composition was clarified, pyrolytic studies were made.

*Pre-Jurassic material complex, metasomatites, solid bitumen*

Изучение доюрских образований в настоящее время приобретает актуальность в связи с поиском новых объектов для восполнения ресурсной базы углеводородного сырья и ввиду перспектив нефтегазоносности данного комплекса. Нефтеносность фундамента Западно-Сибирской плиты (ЗСП) подтверждена на крупных сводовых структурах. Залежи обнаружены в интервалах доюрского фундамента и коры выветривания Сургутского, Александровского, Красноленинского сводов, распределение месторождений неравномерно.

Доюрский вещественный комплекс территории ХМАО – Югры представлен самыми разнообразными по составу и генезису породами. Авторами изучен каменный материал доюрской части некоторых скважин на территории ХМАО – Югры. В разрезах скважин были определены типы пород, структурно-текстурные особенности и характер вторичных изменений.

При изучении керна глубоких скважин, вскрывших доюрский фундамент Западно-Сибирской платформы, были встречены включения твердого битума в метасоматитах по пермско-триасовым базальтам в нескольких скважинах.

Известно, что породы доюрского комплекса Западной Сибири могут являться нетрадиционными коллекторами, содержащими углеводороды. Самый яркий пример – это Рогожниковское месторождение, где породами, вмещающими нефть, являются триасовые туфы.

Скв. 108 Литваковская расположена в восточной части ХМАО в пределах Васюганской НГО Александровского НГР, в тектоническом плане приурочена к Восточно-Хохряковской террасе, осложняющей северную часть Александровского мегавала. Согласно Схематической структурно-формационной карте фундамента центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. Л.В. Смирнова и др., 2016 г.) скважина вскрывает трапповые базальты пермско-триасового возраста.

В скв. 108 Литваковской в интервале глубин 2719,4-2721,3 м (в 62 м глубже кровли фундамента) отмечена зона светло-зеленых легких хрупких апобазальтовых метасоматитов мощностью 1,9 м, окруженная сверху и снизу по разрезу зонами менее измененных осветленных базальтов, мощностью 0,4 и 0,6 м соответственно [3]. В последних присутствуют миндалины размером до 3 см, центральная часть которых заполнена твердым битумом (антраксолитом). В метасоматитах антраксолит заполняет тонкие трещины (< 1 мм), на стенках которых присутствуют микроскопические кристаллы кварца (20-50 мкм) (рис. 1) [1].

В ИГГ УрО РАН были проведены петрографические и минераграфические исследования, изучение битума (ИК-спектрометрия, метод рамановской спектроскопии) (К.С. Иванов, С.В. Берзин). По данным ИК-спектроскопии можно сделать вывод, что данный битум относится к низшим антраксолитам. Наличие включений битума в миндалинах может быть свидетельством миграции УВ через толщи трапповых базальтов. Относительно происхождения УВ нельзя сделать однозначный вывод (С.В. Берзин).

Скв. 197 Ватьеганская расположена в Вартовском НГР Среднеобской НГО, в тектоническом плане приурочена к Ватьеганскому валу.

Доюрский разрез скважины представлен измененными кислыми эффузивами пермско-триасового возраста.
В интервале 3509,5-3512 м (на 55 м глубже кровли фундамента) вскрыты пермско-триасовые низкотемпературные метасоматиты по вулканитам кислого-среднего состава, с системой открытых трещин с гидротермальной минерализацией по стенкам. По всей видимости, это трещинный коллектор. На поверхности керна и на спиле присутствуют выпоты нефти (рис. 2).

Видимо к метасоматитам приурочен вторичный трещинный коллектор, по которому происходила циркуляция гидротермальных флюидов и углеводородов.

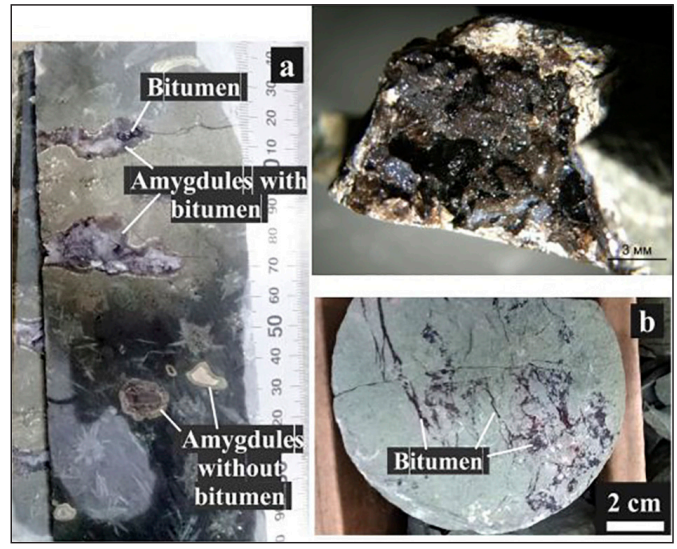



*Рис. 1. Зона метасоматитов в скв.108 Литваковской площади: a – контакт осветленных базальтов с миндалинами с битумом и неизмененных базальтов с миндалинами без битума (глубина 2721,9 м); b – битум, заполняющий трещины в низкотемпературном метасоматите (образец с глубины 2719,5 м) (С.В. Берзин)*




*Рис. 2. Зона низкотемпературных метасоматитов в скв. 197 Ватьеганской площади*

Скв. Р-8113 Западно-Эргинская и скв. 8102 Студенческая расположены в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, относятся к Приобскому НГР Фроловской НГО, в тектоническом плане приурочены к Ташинской террасе Фроловской мегавпадины.

Скв. 8102 вскрыла глинисто-кремнистую толщу, неравномерно переслаивающуюся с полимиктовыми алевролитами и песчаниками. Породы залегают под углом 50-60 градусов к оси керна (рис. 3).

При совместном испытании юрской и доюрской частей разреза получен приток газированной воды и фбр дебитом 5,4 м$^3$/сут.

В скв. 8102 получены результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород доюрского комплекса, проведённые после экстракции. Исследования выполнялись на 4 образцах керна. Пористость образцов ($К_п$) – до 0,82 %, объемная плотность – до 2,66 г/см$^3$.

Пиролитические исследования доюрских отложений проведенные в скв. 8102 показали: величина ТОС (концентрация органического углерода в породе) изменяется в пределах 0,28-0,75 %, в среднем составляя 0,4 %, $Т_{max}$ ср=565,25 °С, т.е. породы претерпели высокий катагенез. Индекс нефтяной продуктивности PI попадает в диапазон от 0,21 до 0,28.

Скв. Р-8113 Западно-Эргинская. В разрезе пермско-триасовых вулканитов (инт. 3047,5-3049,2 м) наблюдается зона низкотемпературных метасоматитов, в которых встречены вкрапленники твердых битумов(?), заполняющих микрокаверны диаметром до 1,5 мм, составляющие местами до 5 % от объема породы (рис. 4).

Скв. 64 Туканская расположена на юге Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, относится к Юганскому НГР Каймысовской НГО, в тектоническом плане приурочена к северной части Айяунского выступа.

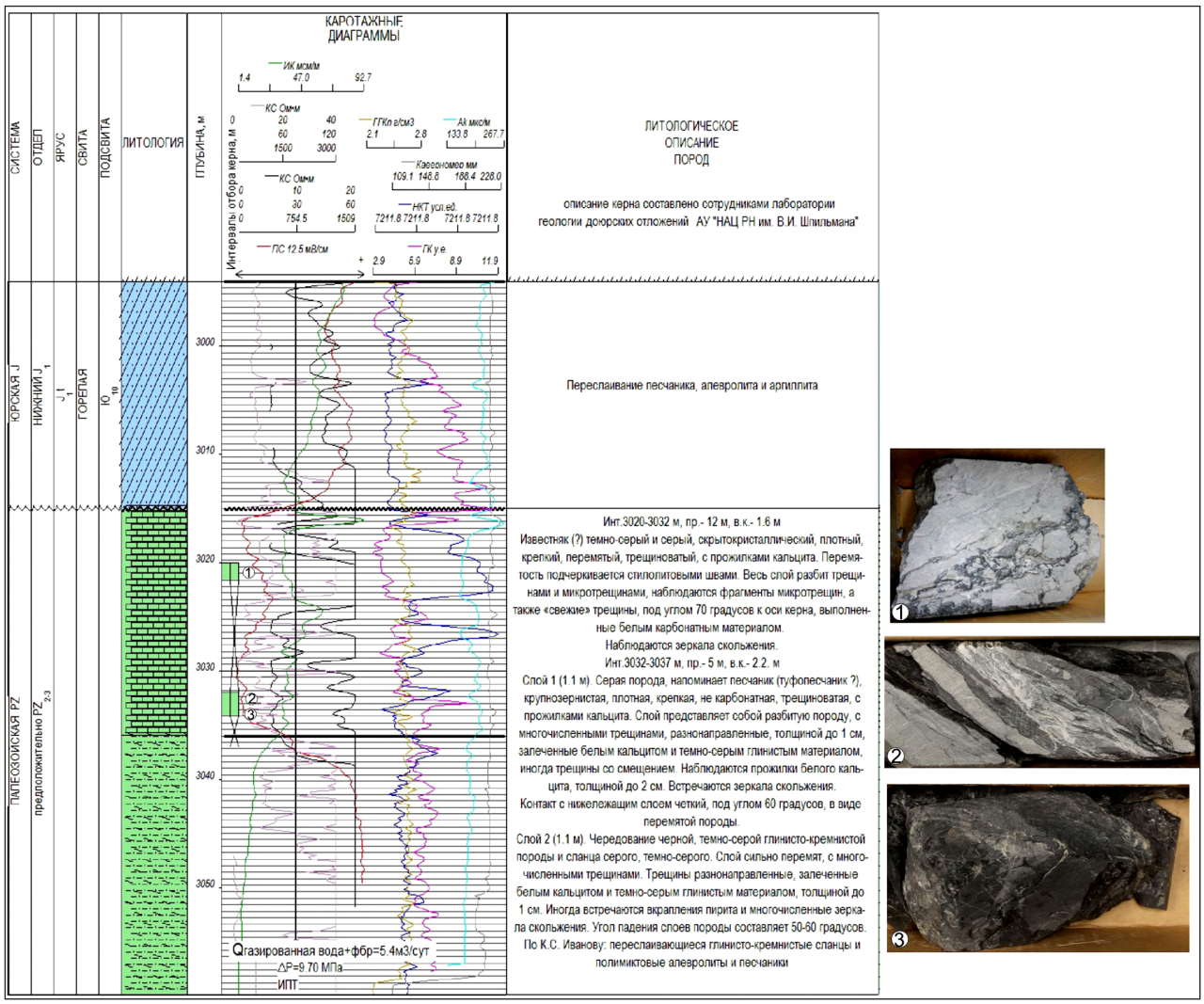



*Рис. 3. Литолого-стратиграфический разрез доюрских отложений по скв. 8102 Студенческой площади*

Доюрский разрез представлен переслаиванием полимиктовых песчаников и темных глинисто-кремнистых сланцев с углами сланцеватости до 70 градусов, реже до 90. По всему разрезу наблюдается трещиноватость пород. Трещины разнонаправленные, до вертикальных (рис. 5).



*Рис. 4. Скв. Р-8113, глубина 3047.88 м – поверхность скола, измененный базальт с мелкими включениями черного битума(?)*

Возраст по органическим остаткам (хитинозои, сколекодонты) в глинисто-кремнистом сланце на глубине 3283 м и 3318 м определен как O-S, O-$D_1$, что соответствует $PZ_{1-2}$ (К.С. Иванов, 2015).

Пиролитические исследования доюрских отложений проведенные в скв. 64 показали: величина TOC (концентрация органического углерода в породе) изменяется в пределах 0,27-1,01 %, в среднем составляя 0,51 %, $T_{max}$ ср=496,44 °С, т.е. ОВ является зрелым. Индекс нефтяной продуктивности PI попадает в диапазон от 0,14 до 0,24.

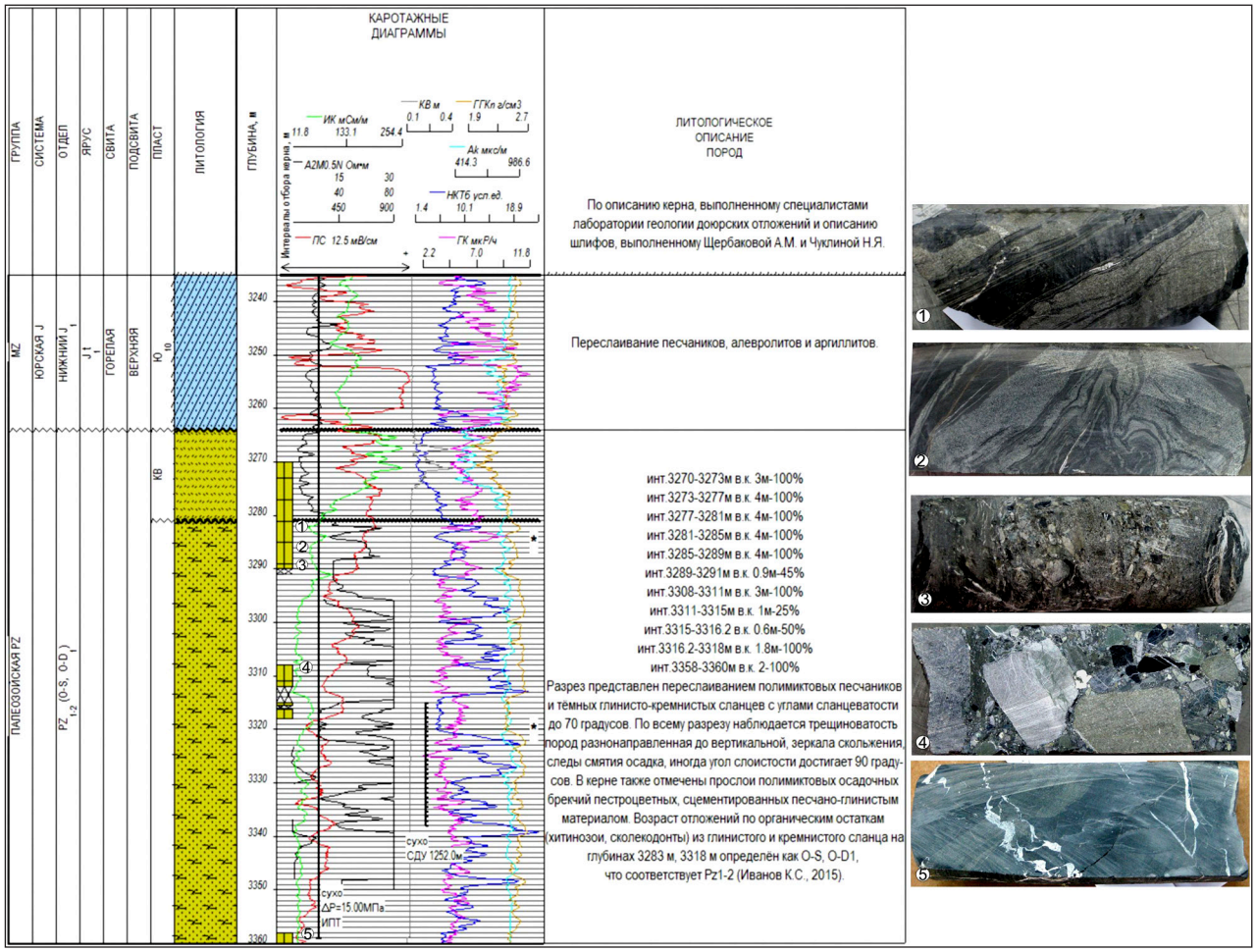



*Рис. 5. Литолого-стратиграфический разрез доюрских отложений скв. 64 Туканской площади*

Результаты исследования ФЕС пород, проведённые после экстракции, выполнялись на 11 образцах керна. Пористость образцов ($K_п$) изменяется от 2,94 до 7,9 %, газопроницаемость ($K_г$) – от 0 до $0{,}0210 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$, объемная плотность – 2,52-2,81 г/см$^3$.

Скв. 66 Ханты-Мансийская расположена в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, относится к Красноленинскому НГР Красноленинской НГО, в тектоническом плане приурочена к Южно-Елизаровскому прогибу. Скважина вскрыла толщу известняков 330 м и из них не вышла (рис. 6). По шлифам – полидетритовые известняки темно-серые с коричневым оттенком, окремненные, перекристаллизованные с включениями зёрен пирита (рис. 7а, 7б).

Результаты исследования ФЕС пород, проведённые после экстракции по 8 образцам в скв. 66: пористость образцов ($K_п$) составляет от 0,61 до 2,19 %, газопроницаемость ($K_г$) – от 0 до $1{,}86 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$, объемная плотность – 2,65-2,7 г/см$^3$.

Величина TOC (концентрация органического углерода в породе) является невысокой, изменяется в пределах 0,27-0,3 %, в среднем составляя 0,28 %. Средняя $T_{max}$=475,56 °C. Индекс нефтяной продуктивности PI попадает в диапазон от 0,22 до 0,32.

Скважина 66 Ханты-Мансийская установила наличие нефтяной залежи в палеозойских образованиях, не только в пределах карбонатного выступа на Ханты-Мансийском локальном поднятии, но и на значительном удалении от него. В ней при испытании прикровельной части разреза получен приток нефти с водой ($Q_н$=11,14 м$^3$/сут,

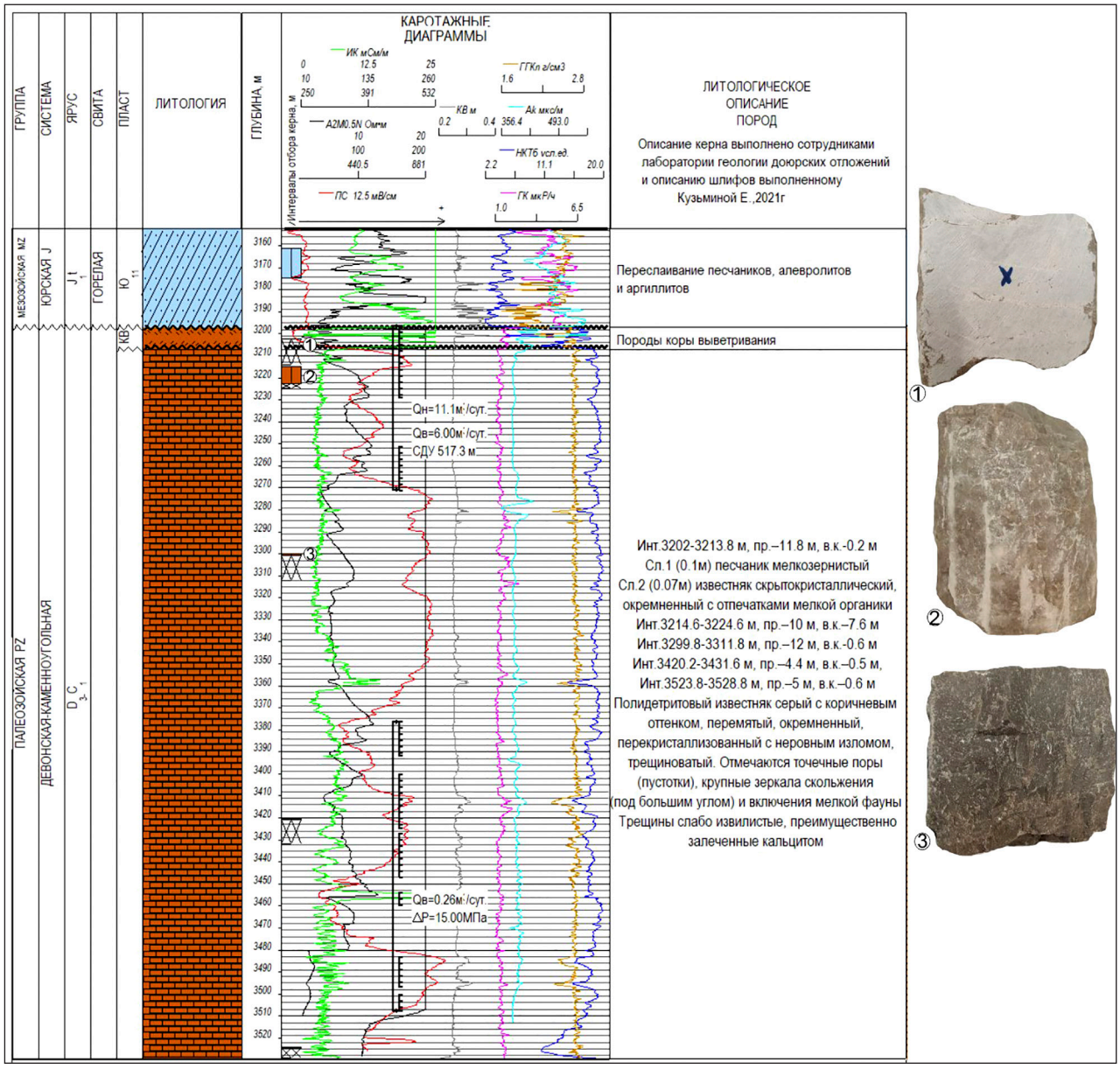



*Рис. 6. Литолого-стратиграфический разрез доюрских отложений скв. 66 Ханты-Мансийской площади*

$Q_в$=6,12 м³/сут). Эта скважина была пробурена в пределах нефтеперспективной аномалии, выделенной по гравиметрическим данным в модификации «ГОНГ» (А.М. Ванисов, 2012) [4].

Нефти из кровли палеозойского комплекса (Ханты-Мансийская пл. и др.) сопоставлялись с нефтями базальных пластов юры ($ЮК_{10-11}$) Талинского и $ЮВ_{11}$ Чистинного месторождений, а также с анализами экстрактов тогурских глин и палеозойских карбонатно-глинистых отложений Ханты-Мансийского месторождения. Кроме того, рассматривались биомаркеры нефтей. Все изученные параметры позволили предположить, что ханты-мансийская нефть из кровли палеозойского комплекса принадлежит к семейству нефтей тогурского типа (Н.В. Лопатин, Т.П. Емец, 1997).

В северной части Александровского мегавала в пределах Восточно-Хохряковской террасы пробурена скв. 23 Котыгъеганская. Доюрский керн представлен известняками и доломитами позднедевонского возраста, перекрытыми эффузивами пермо-триаса.

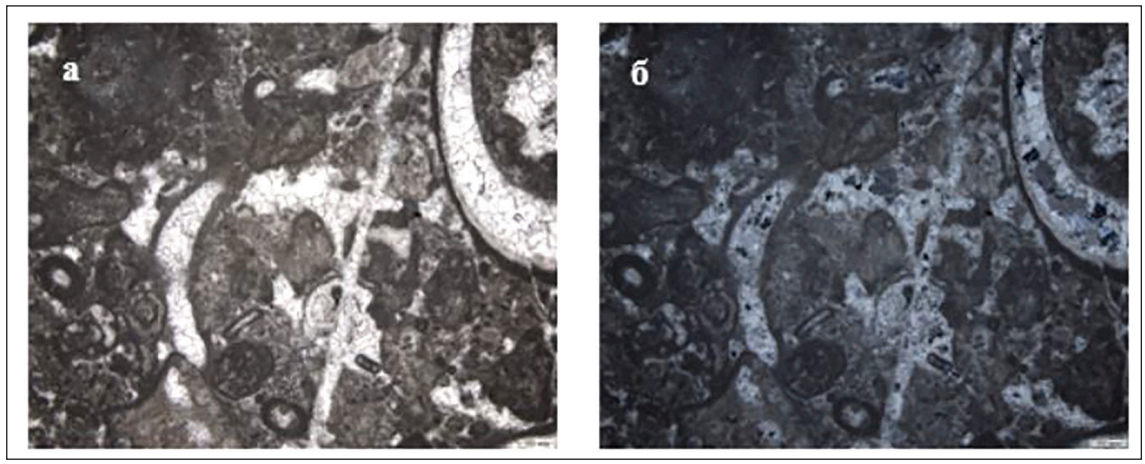



*Рис. 7а. Полидетритовый известняк со спаритовым цементом, неоднородной текстуры: скв. 66, глубина 3214,75 м. Фото шлифа: а – без анализатора, б – с анализатором (фото Е.С. Кузьминой)*

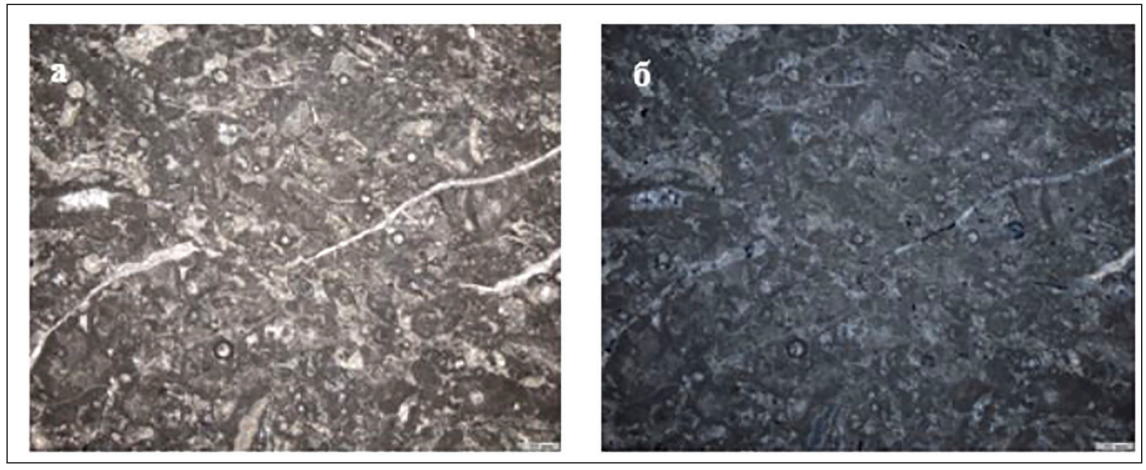



*Рис. 7б. Полидетритовый известняк с микритовым цементом, неоднородной текстуры: скв. 66, глубина 3223,80 м. Фото шлифа: а – без анализатора, б – с анализатором (фото Е.С. Кузьминой)*

При испытании интервала 3026-3042 м из доломитовой брекчии был получен приток нефти с водой дебитом 53,1 м$^3$/сут при депрессии 39,1 атм (нефти – 34,7 %, воды – 18,43 м$^3$/сут). Ниже на 50 м от кровли доюрских отложений в интервале 3015-3031 м получен приток воды дебитом 167,8 м$^3$/сут при депрессии 32 атм.

В 2010 г. в рамках работы по восточной части ХМАО – Югры И.В. Гончаровым было выполнено хроматомасс-спектрометрическое исследование и генетическая типизация 39 образцов нефти. Автор отмечает, что нефти Котыгъеганского месторождения ($Ю_{10}$, Pz) при низких значениях пристана к фитану имеют высокие значения отношения 29/27 St, что не является характерным ни для одной из выделенных потенциальных нефтематеринских пород (марьяновская свита, тогурская пачка, нефти смешанного типа). Источником этих нефтей является ОВ очень высокой зрелости. Преобладание стеранов С-29 над стеранами С-27 при невысоком отношении П/Ф является одной из отличительных черт состава нефтей, связанных с палеозойскими и более древними морскими нефтематеринскими породами (Grandtham, 1988; Peters, 2005).

В северо-западной части Варьеганского НГР расположено Северо-Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение очень сложного строения. В коре выветривания

выявлены три газоконденсатные залежи. Состав пород на месторождении достаточно разнообразный: в различной степени измененные черные глинистые сланцы, известняки и мергели, диабазы и диабазовые порфириты. М.Ю. Зубковым были изучены кремнистые известняки, глинисто-кремнистые сланцы и гидротермальные силициты [2]. Автор пришел к выводу, что кремнистые известняки, глинисто-кремнистые сланцы и гидротермальные силициты нижнекарбонового возраста полностью исчерпали свой исходный генерационный потенциал и их поровое пространство заполнено автохтонным, параавтохтонным или преимущественно аллохтонным (гидротермальные силициты) нефтебитумом. То есть в настоящее время они, условно говоря, превратились в своеобразные «породы-коллекторы», правда с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В генерации нафтидов из ОВ принимают активное участие тектоно-гидротермальные процессы, благодаря их воздействию оно почти полностью расходует свой начальный генерационный потенциал.

Наличие битумов в трещинах и миндалинах вблизи зоны гидротермальной проработки может свидетельствовать о миграции УВ через толщи доюрских отложений. Все больше исследователей приходят к выводу, что существует связь нефтегазоносных месторождений с зонами глубинных разломов, по которым может происходить перемещение флюидов.

По результатам пиролитических исследований установлено, что чаще породы кровли ДЮК претерпевали высокий уровень катагенеза. На момент формирования осадочного чехла залежи могли быть разрушены процессами складчатости. Источником нефтей в палеозойских залежах считают радомские и тогурские глины, которые имеют средний, иногда богатый нефтегенерационный потенциал. В целом это подтверждается биомаркерными и изотопными исследованиями нефтей и битумов.

Важным фактором, вызывающим дополнительный интерес к перспективам пород фундамента, является естественное восполнение запасов на некоторых разрабатываемых месторождениях за счет подтока «новой нефти» по тектоническим разломам. Процессы подпитки характерны для крупных и гигантских разрабатываемых месторождений.

Образования фундамента в центральной части ХМАО вскрыты на большинстве локальных структур лишь на 20-30 м, максимум на 50 м, то есть самая верхняя часть. А на наиболее крупных месторождениях нефти в образованиях фундамента этаж нефтеносности составляет от 450-600 м до 1500-2000 м, на Малоичском месторождении в Западной Сибири – 1660 м. То есть, большая часть нефтегазоносного комплекса фундамента не опоискована. Это огромный резерв потенциальных ресурсов УВ региона.

**Авторы выражают благодарность за предоставленный научный и керновый материал сотрудникам кернохранилища и лаборатории геохимических исследований НАЦ РН, г. Ханты-Мансийска.**

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Берзин, С. В.** Находки твердых битумов в апобазальтовых метасоматитах в доюрском фундаменте Западно-Сибирской платформы / С.В. Берзин, К.С. Иванов, Е.А. Панкрушина, С.В. Лепеха, М.Л. Мороз. – Текст : непосредственный // Уральская минералогическая школа. – 2022. – № 28. – С. 15-16.

2. **Зубков, М. Ю.** Нефтегенерационные свойства различных типов пород, содержащих органическое вещество / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Уральский геологический журнал. – 2022, № 5 (149). – С. 3-48.

3. **Мороз, М. Л.** Вещественный состав и нефтегазоносность доюрских отложений северной части Александровского мегавала / М.Л. Мороз, Г.А. Чернова, А.С. Гурьева. – Текст : электронный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры : материалы XXV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2022. – С. 518-530. – URL: https://www.crru.ru/smi/XXV_NPK.zip.

4. **Тугарева, А. В.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Карабашской зоны / А.В. Тугарева, Г.А. Чернова, С.Ф. Кулагина, Н.П. Яковлева. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры : материалы XIX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2016. – Том 1. – С. 71-88.

УДК 553.98.04

# СТРОЕНИЕ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЙ И СРЕДНЕЙ ЮРЫ НА УЧАСТКАХ ПРОГРАММЫ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР 2023 ГОДА СЕРГИНСКОГО НГР

**Н.Л. Попова, З.Н. Шагидулина, Н.В. Шишкина, А.В. Блинкова, Е.Г. Мырзак**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

На основе результатов геолого-геофизической информации, палеогеографических обстановок, закономерности размещения залежей и оценки инвестиционной привлекательности участков недр в пределах Сергинского НГР проанализированы наиболее существенные факторы, предопределяющие коммерческий интерес компаний-недропользователей и перспективы вовлечения нефтегазовых ресурсов в лицензирование с целью геологического изучения и последующего освоения. Выделены наиболее перспективные участки в пределах Сергинского НГР. Представленный анализ аукционных участков, с одной стороны, интересен для «потенциальных» недропользователей, в планах у которых приобретение нефтегазовых активов в Сергинском НГР и, с другой стороны, стимулирует лицензионный процесс на территории нераспределённого фонда недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

*Перспективы, нефтегазоносность, ресурсы углеводородного сырья, нераспределенный фонд недр, инвестиционная привлекательность, лицензирование недр*

# STRUCTURE AND ASSESSMENT OF THE PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE LOWER AND MIDDLE JURASSIC IN THE AREAS OF THE SUBSOIL LICENSING PROGRAM 2023 OF THE SERGINSKY OIL AND GAS BEARING DISTRICT

**N.L. Popova, Z.N. Shagidulina, N.V. Shishkina, A.V. Blinkova, E.G. Myrzak**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

In this paper, we analyze the most significant factors affecting the subsurface user companies' commercial interest. Also, we analyze factors influencing the prospects of oil and gas resources involvement in licensing, which is important for geological study and the future development. This analysis is based on the geological and geophysical data, paleogeographic conditions researches, deposits placement patterns and investment attractiveness assessment of the Serginsky oil and gas having district's subsurface areas. The analysis results allow to identify the most promising areas within the Serginsky oil and gas having district. The research results can be used by subsurface user companies which are planning to purchase oil and gas resources of the Serginsky oil and gas having district. In addition, licensing process on the territory of undistributed subsurface fund of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra will be stimulated.

*Prospects, oil and gas potential, hydrocarbon resources, undistributed subsurface fund, investment attractiveness, subsurface licensing*

В данной статье представлен анализ строения и оценка перспектив нефтегазоносности отложений нижней и средней юры Сергинского НГР, в границах которого выделено 17 участков недр со сроком реализации в 2023 году, из них 13 участков предлагается на

геологическое изучение, разведку и добычу (участки на совмещенное право пользования недрами) и 4 – на геологическое изучение недр (поисковые участки) (рис. 1).

В административном отношении участки находятся в Белоярском, Октябрьском, Советском и Ханты-Мансийском районах. Участки расположены в районе с развитой производственной инфраструктурой. По территории Сергинского НГР проходят региональные автомобильные дороги с твердым покрытием по маршрутам г.Нягань – пгт.Приобье, г.Нягань – п.Унъюган, пгт.Андра – п.Верхний Казымский, железная дорога по маршруту г.Ивдель (Свердловская область) – г.Советский – пгт.Приобье. Территорию административных районов в пределах Сергинского НГР пересекают трассы магистральных газопроводов – «Надым-Пунга», «СРТО-Урал», «Уренгой-Ужгород», «Уренгой-Центр», «Ямбург-Елец», «Ямбург-Зап. Госгр. (Прогресс)», «Ямбург-Поволжье», «Ямбург-Тула», к югу от участков пролегает трасса магистрального нефтепровода «Красноленинск-Шаим-Конда». Энергетическая составляющая инфраструктуры районов представлена ЛЭП напряженностью 110 кВ «Белоярская-Октябрьская», «Белоярская-Шеркалы», «Вандмтор-Сергино-1, 2», «Верхнеказымская-Белоярская», «Картопья-Вандмтор-1, 2», «т.от-Бобровская-1, 2», «Красноленинская-Вандмтор-1, 2», «Сергино-Игрим-1, 2», «Сергино-Октябрьская-1, 2», ЛЭП напряженностью 220 кВ «Няганская ГРЭС-Вандмтор-1, 2», «Няганская ГРЭС-Ильково», «Няганская ГРЭС-Картопья», «Няганская ГРЭС-КГПЗ», ЛЭП напряженностью 500 кВ «Няганская ГРЭС-Луговая», «Няганская ГРЭС-Ильково». Земли населенных пунктов в границах участков отсутствуют.

В районе расположения участков сейсморазведочные работы МОГТ-2D проводились с 1981 по 2013 гг. Последними были выполнены работы МОГТ-2D сейсмопартией 20/2012-2013 за счет средств ОАО «Сургутнефтегаз» на Северо-Октябрьском участке недр (участок ОАО «Сургутнефтегаз», ранее действовавший в границах Сергинского 26 участка). Плотность сети профилей МОГТ-2D на участках варьирует от 0,1 км/км$^2$ (Юильский 2) до 1,4 км/км$^2$ (Сергинский 26) по результатам работ, выполненных после 1985 г.

В пределах участков пробурено 16 поисковых и одна оценочная скважина общим метражом 43768 м (табл. 1), практически все пробуренные скважины вскрыли доюрские отложения.

*Таблица 1*

**Список скважин, пробуренных в границах участков**

| № пп | № скв. | Площадь | Тип скважины | Год строительства скважины | Глубина забоя скв., м | Отложения на забое |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Моимский 2** | | | | | | |
| 1 | 704 | Рогожниковская | поисковая | 1986 | 2729 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{10}$) |
| 2 | 706 | Рогожниковская | поисковая | 1987 | 2774 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{10}$) |
| **Радомский** | | | | | | |
| 3 | 128 | Радомская | поисковая | 1964 | 2520 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{11}$) |
| 4 | 129 | Радомская | поисковая | 1963 | 1744 | неокомские отложения |

| № пп | № скв. | Площадь | Тип скважины | Год строительства скважины | Глубина забоя скв., м | Отложения на забое |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 | 138 | Радомская | поисковая | 1962 | 2552 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{11}$) |
| 6 | 141 | Радомская | поисковая | 2002 | 2550 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{9}$) |
| **Сергинский 17** | | | | | | |
| 7 | 2 | Сергинская | поисковая | 2007 | 2780 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает тогурская пачка) |
| **Сергинский 26** | | | | | | |
| 8 | 371 | Октябрьская | поисковая | 1965 | 2804 | шеркалинская свита (тогурская пачка) |
| 9 | 374 | Октябрьская | поисковая | 2002 | 2976 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{11}$) |
| **Терпеевский 1** | | | | | | |
| 10 | 30 | Северо-Терпеевская | поисковая | 2001 | 2500 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{6}$) |
| **Южно-Хангокуртский** | | | | | | |
| 11 | 26 | Южно-Хангокуртская | поисковая | 1995 | 2390 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{7}$) |
| 12 | 27 | Южно-Хангокуртская | поисковая | 2000 | 2393 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{7}$) |
| 13 | 28 | Южно-Хангокуртская | оценочная | 2001 | 2366 | тюменская свита (пласт $Ю_{6}$) |
| **Казымский** | | | | | | |
| 14 | 267 | Амнинская | поисковая | 1980 | 2521 | тюменская свита (пласт $Ю_{7}$) |
| 15 | 185 | Казымская | поисковая | 1964 | 2732 | шеркалинская свита (пласт $Ю_{11}$) |
| 16 | 186 | Казымская | поисковая | 1963 | 2822 | доюрские отложения (ДЮК перекрывает пласт $Ю_{11}$) |
| 17 | 188 | Казымская | поисковая | 1963 | 2615 | шеркалинская свита (радомская пачка) |

Разрез нижнесреднеюрских отложений на рассматриваемой территории представлен отложениями шеркалинской и тюменской свит [4]. К среднеюрским отложениям относятся пласты $Ю_{2\text{-}9}$, к нижнеюрским – пласты $Ю_{10\text{-}12}$.

В Сергинском НГР выделяется 5 нефтегазоносных комплексов: нижне- и среднеюрский, верхнеюрский, неокомский и аптский [2]. Всего в границах района открыто 29 месторождений с 93 залежами (рис. 1, 2).

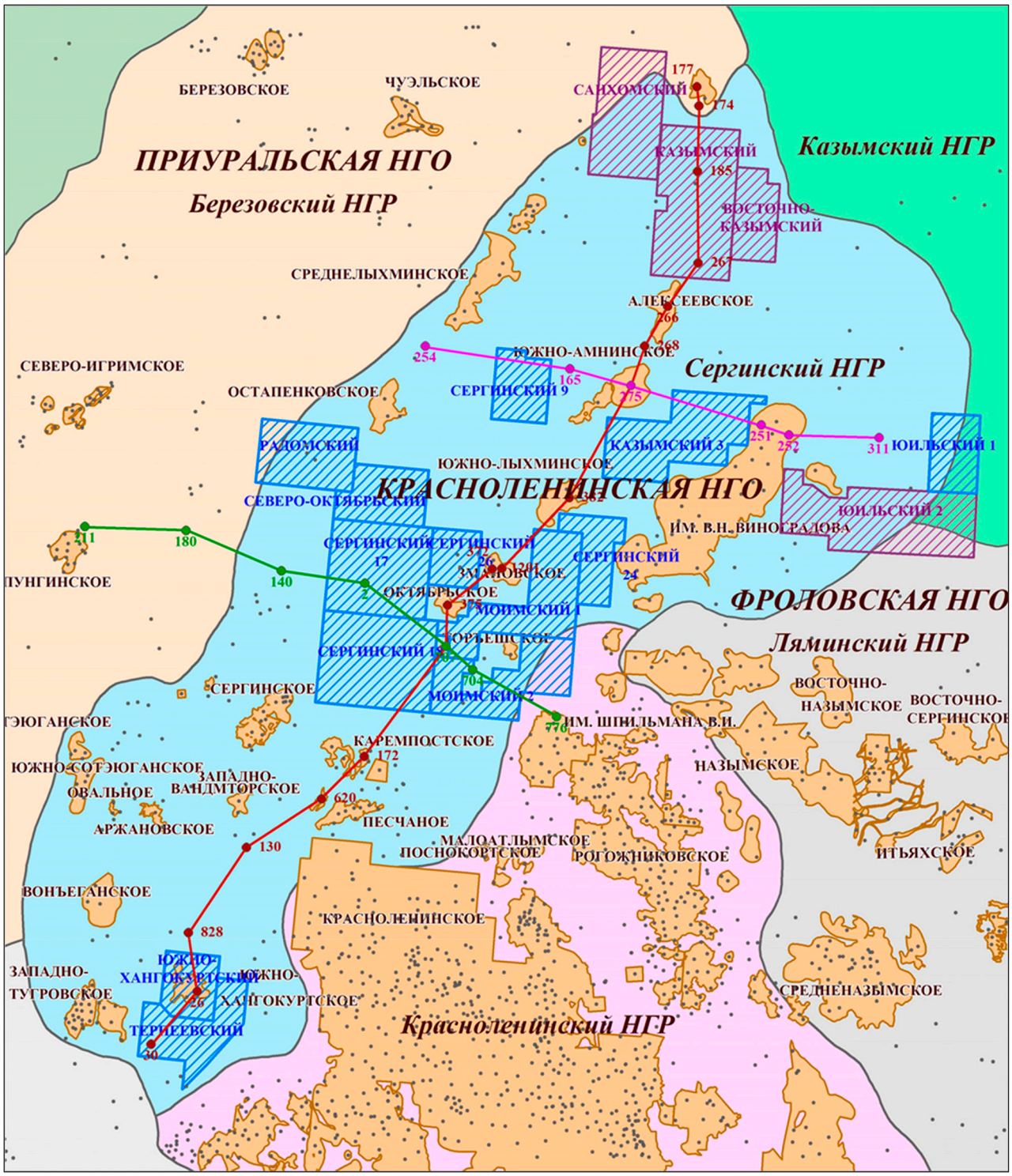



*Рис. 1. Фрагмент карты нефтегеологического районирования*

## Строение нижне-среднеюрских отложений

В границах Сергинского НГР пробурено 235 скважин, вскрывших юрские отложения на различную глубину, в том числе 149 скважин вскрыли доюрские отложения. Поисково-разведочным бурением рассматриваемые участки изучены неравномерно. Из 17 рассматриваемых участков, лишь в границах 7 пробурены поисково-разведочные скважины (табл. 1, рис. 1).

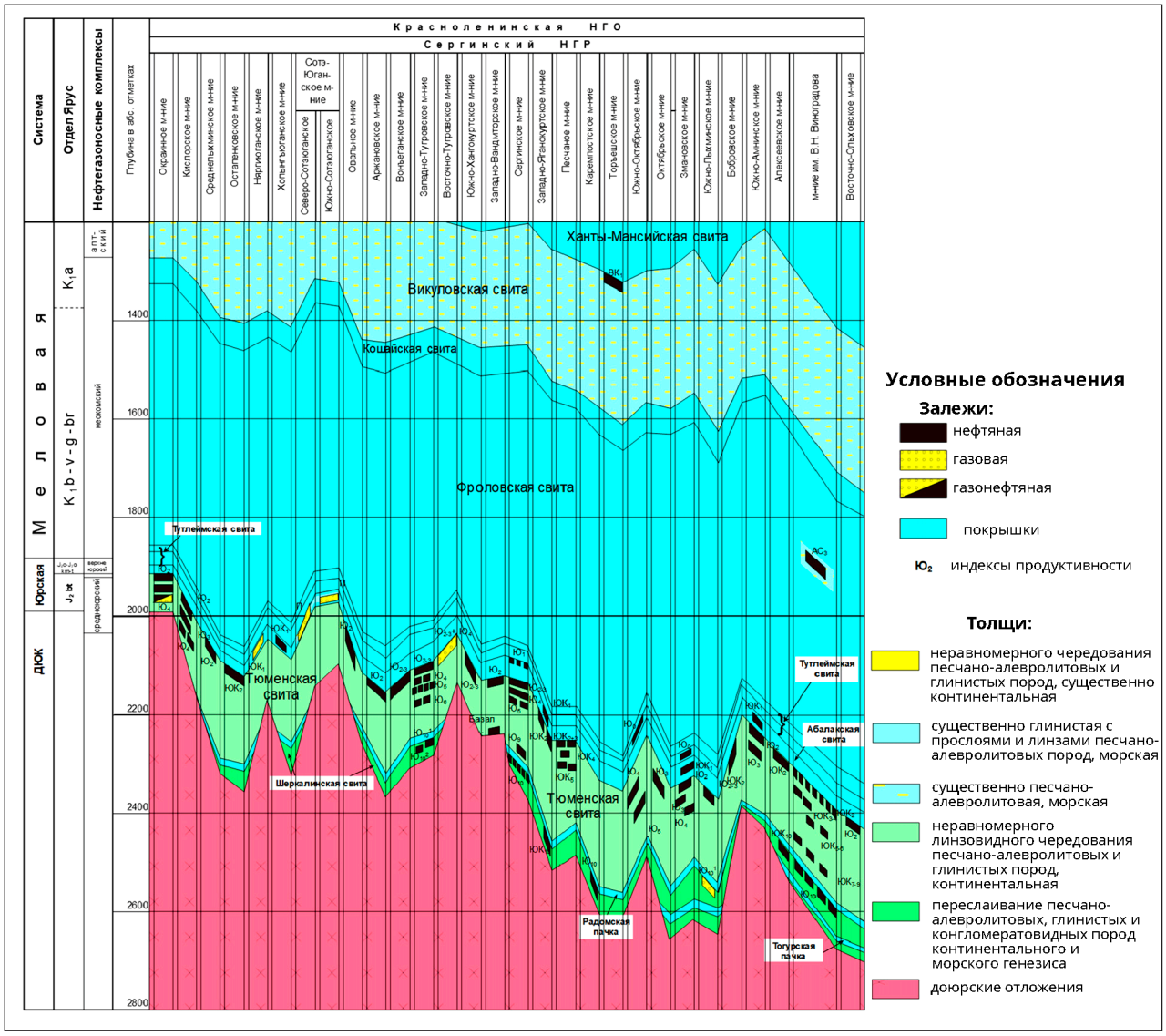



*Рис. 2. Схема размещения залежей (таблица нефтеносности) на 01.01.2022 г.*

Особенности геологического строения юрских отложений в вертикальном разрезе отражены на рис. 3, 4, 5.

На исследуемой территории нижнеюрские отложения распространены неповсеместно. Пласт $Ю_{12}$ по предполагаемой геологической модели прогнозируется на небольшой территории в границах Бобровского мегапрогиба. Данными бурения распространение пласта $Ю_{12}$ не подтверждено. Пласт $Ю_{11}$ имеет большую площадь распространения в основном в северной части района, на юге рассматриваемой территории распространение пласта имеет мозаичный характер. В границах рассматриваемых участков недр отложения шараповского горизонта вскрыты в 5 пробуренных поисково-разведочных скважинах, в которых толщина пласта составляет 12-73 м (табл. 1, 2). Отложения пласта перекрываются тогурской пачкой, вскрытая мощность которой на участках – 2,5-33 м. Отложения пласта $Ю_{10}$ в границах района имеют покровное распространение, с небольшими зонами выклинивания в наиболее приподнятых участках. В границах рассматриваемых участков недр толщина надояхского горизонта в пробуренных скважинах составляет 15-59 м (табл. 1, 2). В целом вскрытая толщина нижнеюрских отложений

(без радомской пачки) в этих скважинах составляет от 15 до 146 м. В границах трех рассматриваемых участков: Южно-Хангокуртский, Терпеевский 1, Моимский 2 отмечается выклинивание отложений нижней юры.

*Таблица 2*

**Характеристика толщин горизонтов нижней и средней юры**

| Площадь | Скв. | Толщина горизонта, м | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | малышевский ($Ю_{2-4}$) | леонтьевский ($Ю_{5-6}$) | вымский ($Ю_{7-9}$) | лайдинский (радомская пачка) | надояхский ($Ю_{10}$) | китербютский (тогурская пачка) | шараповский ($Ю_{11}$) |
| Амнинская | 267 | 72 | 60 | ок | нв | нв | нв | нв |
| Казымская | 185 | 65 | 54 | 88 | 35 | ок | ок | ок |
| Казымская | 186 | 73 | 66 | 91 | 34 | 59 | 14 | 73 |
| Казымская | 188 | 67 | 59 | ок | ок | нв | нв | нв |
| Октябьская | 374 | 79 | 61 | 85 | 32 | 36 | 33 | 57 |
| Радомская | 128 | 77 | 49 | 47 | 30 | 41 | 12 | 12 |
| Радомская | 138 | 72,9 | 55,4 | 47,5 | 44 | 42 | 15 | 48 |
| Радомская | 141 | 73 | 53 | 46 | 37 | 42 | 8 | от |
| Рогожниковская | 704 | 70 | 62 | 53 | 50 | 15 | от | от |
| Рогожниковская | 706 | 74 | 63 | 55,5 | 43 | 21 | от | от |
| Северо-Терпеевская | 30 | 44 | 46 | от | от | от | от | от |
| Сергинская | 2 | 70 | 70,5 | 72,5 | 31 | 34 | 2,5 | от |
| Южно-Хангокуртская | 26 | 56 | 36 | 7 | от | от | от | от |
| Южно-Хангокуртская | 27 | 50 | 40 | 2 | от | от | от | от |
| Южно-Хангокуртская | 28 | 56 | нв | нв | от | от | от | от |

Согласно палеогеографическим исследованиям отложения нижней юры накапливались в условиях озерно-аллювиальной равнины и озерно-аллювиальной равнины, временами заливаемой морем (рис. 6) [3].

Литологически пласты-коллекторы в нижнеюрском НГК представлены песчано-гравийными и песчаными породами руслового, дельтового и прибрежно-бассейнового генезиса.

Покрышкой нижнеюрского комплекса являются глинистые породы радомской пачки, в пробуренных скважинах в границах участка ее толщина составляет 30-50 м.

Среднеюрские отложения (тюменская свита) на рассматриваемой территории имеют площадной характер распространения.

В разрезе тюменской свиты выделяются три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя. Они отличаются от нижнеюрских осадков широким развитием сероцветов, более мелкими размерами обломочных пород, однообразным составом породообразующих и акцессорных минералов.




*Рис. 3. Строение юрских отложений на схеме корреляции по линии скважин: Пунгинская 211 – Северо-Рогожниковская 776*

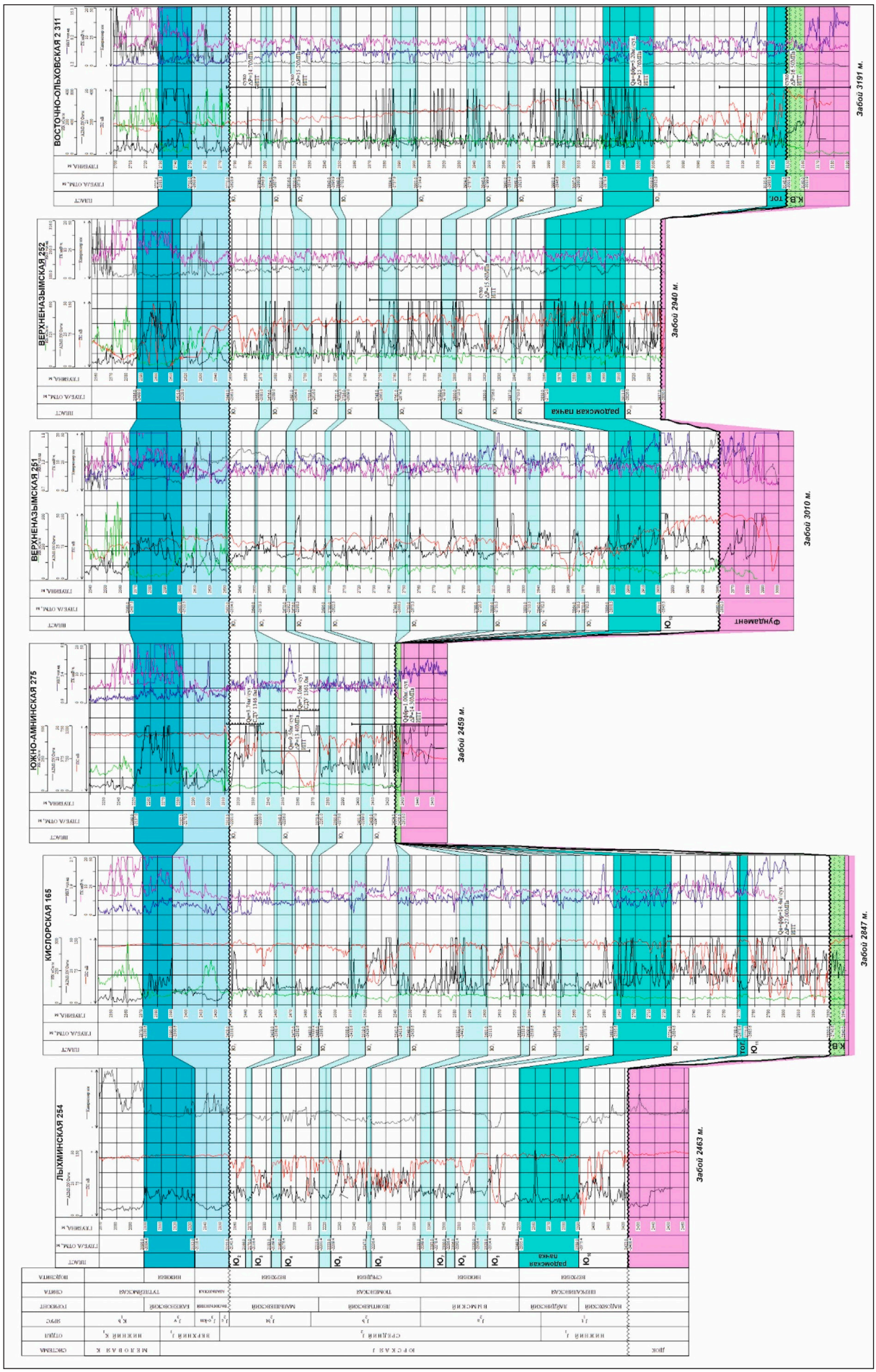



*Рис. 4. Строение юрских отложений на схеме корреляции по линии скважин: Лыхминская 254 – Восточно-Ольховская 2 311*

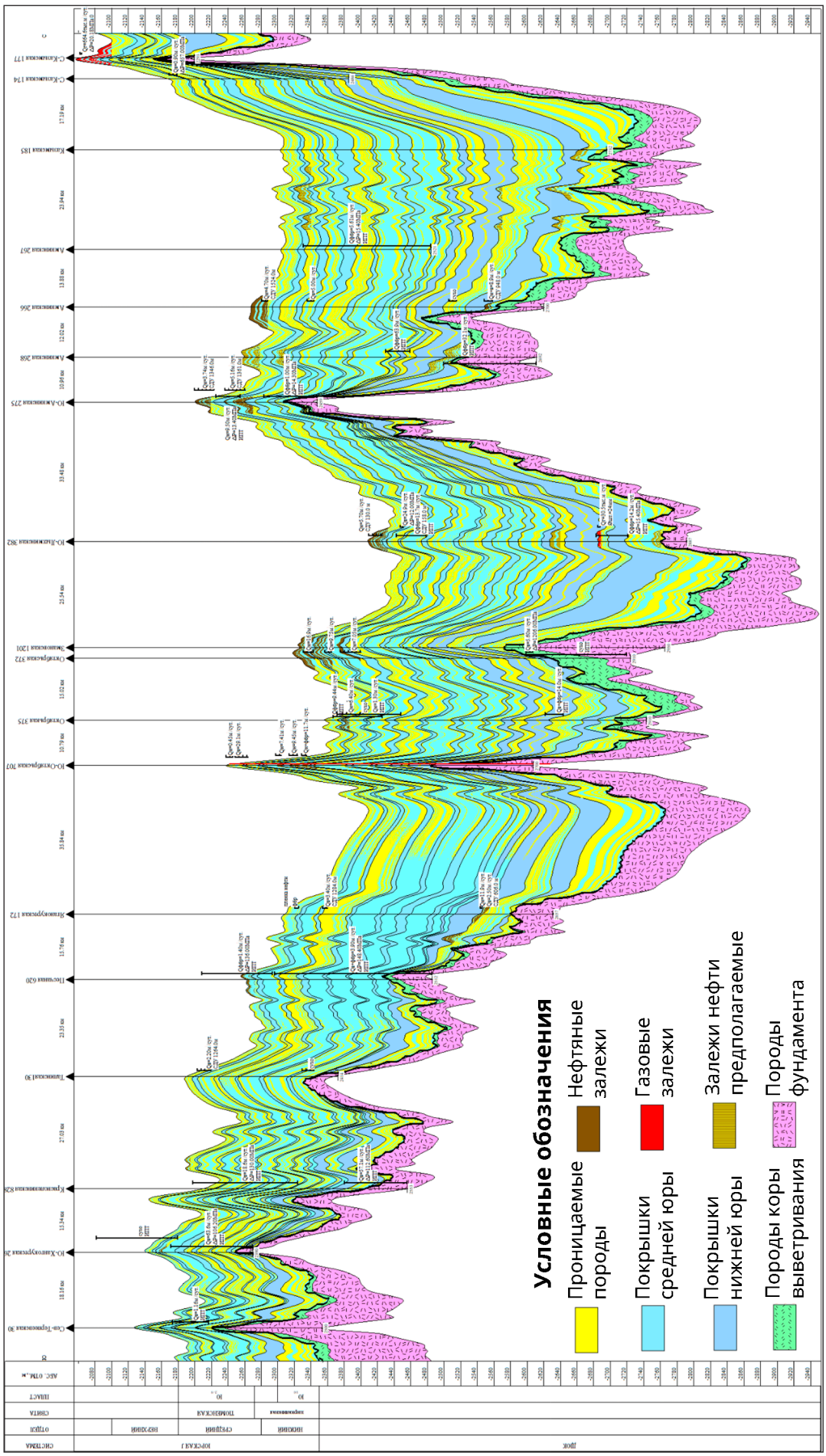



*Рис. 5. Геологический разрез нижне-среднеюрских отложений по линии скважин: Северо-Терпеевская 30 — Северо-Казымская 177*

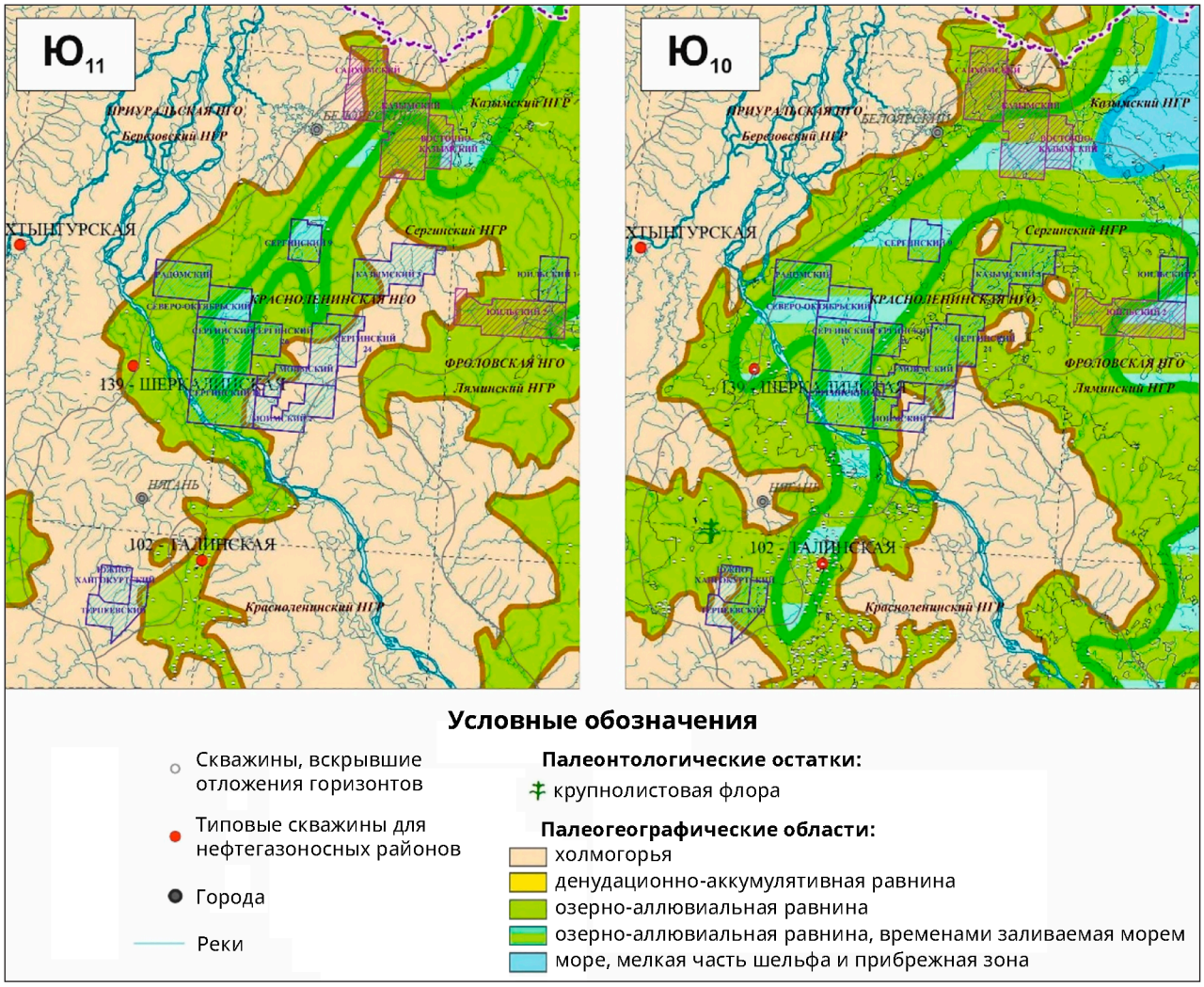



*Рис. 6. Фрагменты палеогеографических карт шараповского и надояхского горизонтов*

Нижняя подсвита (вымский горизонт) характеризуется неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин, углей. Породы часто слабоотсортированные, с включениями растительного детрита и ядер двустворок. В составе подсвиты выделяются пласты $Ю_{7-9}$. Они характеризуются значительной фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. В направлении повышенных участков палеорельефа породы подсвиты выклиниваются (рис. 3, 4, 5).

Средняя подсвита (леонтьевский горизонт) сложена слабоотсортированными песчаниками с прослоями буровато-серых алевритовых глин, углей. В разрезе подсвиты выделяются пласты $Ю_{5-6}$.

Верхняя подсвита (малышевский горизонт) представлена переслаиванием глинисто-алевритовых пород с пластами песчано-алевритовых пород. Характерен обугленный растительный детрит, изредка встречаются пирит, единичные двустворки, прослои углей. В составе подсвиты выделяются пласты $Ю_{2-4}$. Они характеризуются резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью.

Континентальный, прибрежно-бассейновый, дельтовый и морской генезис осадков предопределил не только мозаичный характер распространения песчаных пластов средней юры, но и неоднородность коллекторов (рис. 7) [3].

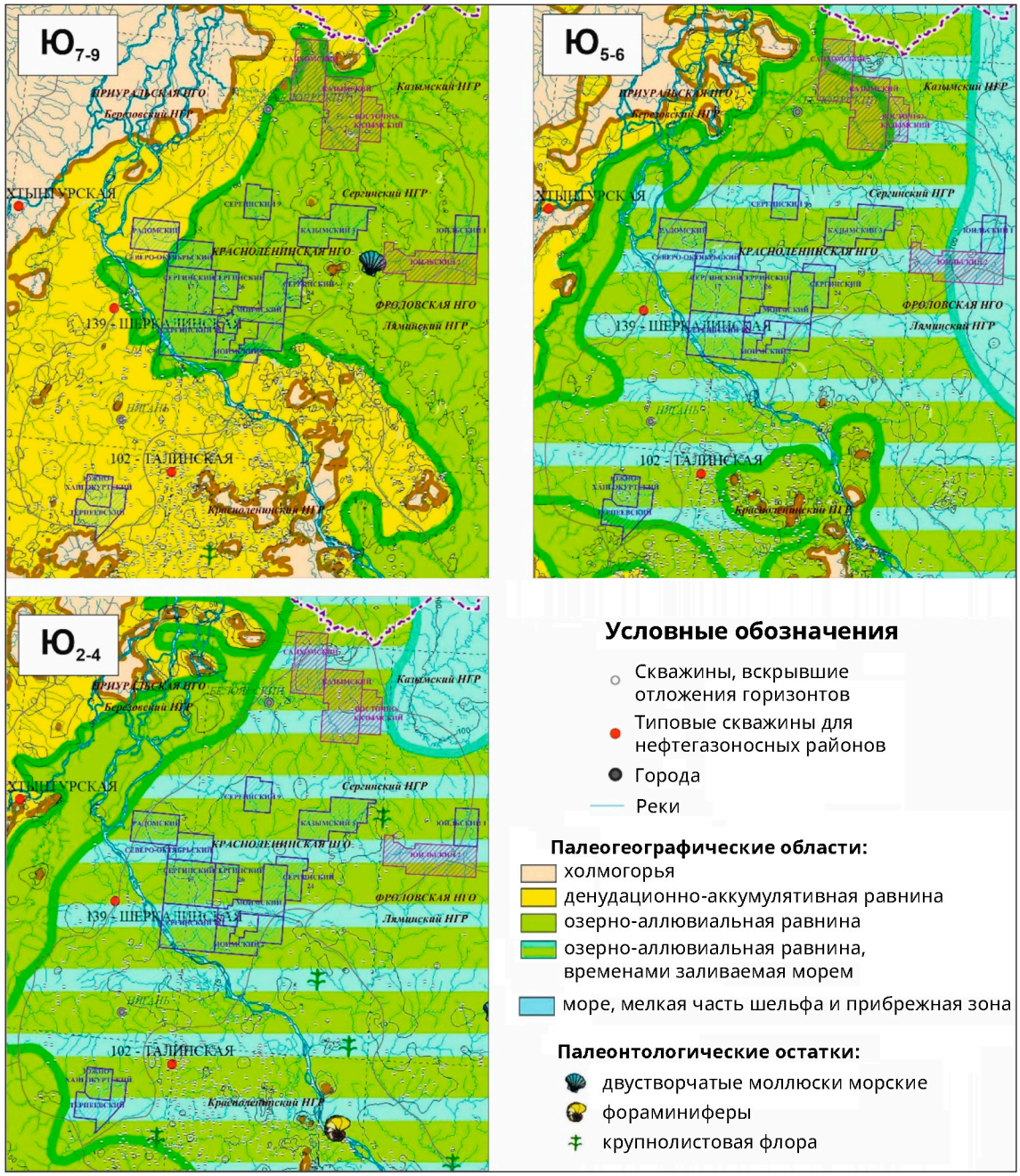



*Рис. 7. Фрагменты палеогеографических карт среднеюрских горизонтов*

В границах участков отложения средней юры вскрыты 16 скважинами. Характеристика толщин тюменской свиты по горизонтам (малышевский, леонтьевский, вымский) в скважинах, пробуренных в границах участков и вблизи них приведена в таблице 2.

## Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений

На территории района залежи УВ промышленного значения выявлены в нижнеюрском и среднеюрском НГК. На рисунке 8 приведен геологический разрез месторождения им. В.Н. Виноградова, на котором открыты залежи в нижнеюрском, среднеюрском и неокомском НГК (рис. 8).

В нижнеюрском НГК залежи открыты в пласте $Ю_{10}$ шеркалинской свиты на Каремпостской, Сергинской, Большой Ольховской, Западно-Яганокуртской,

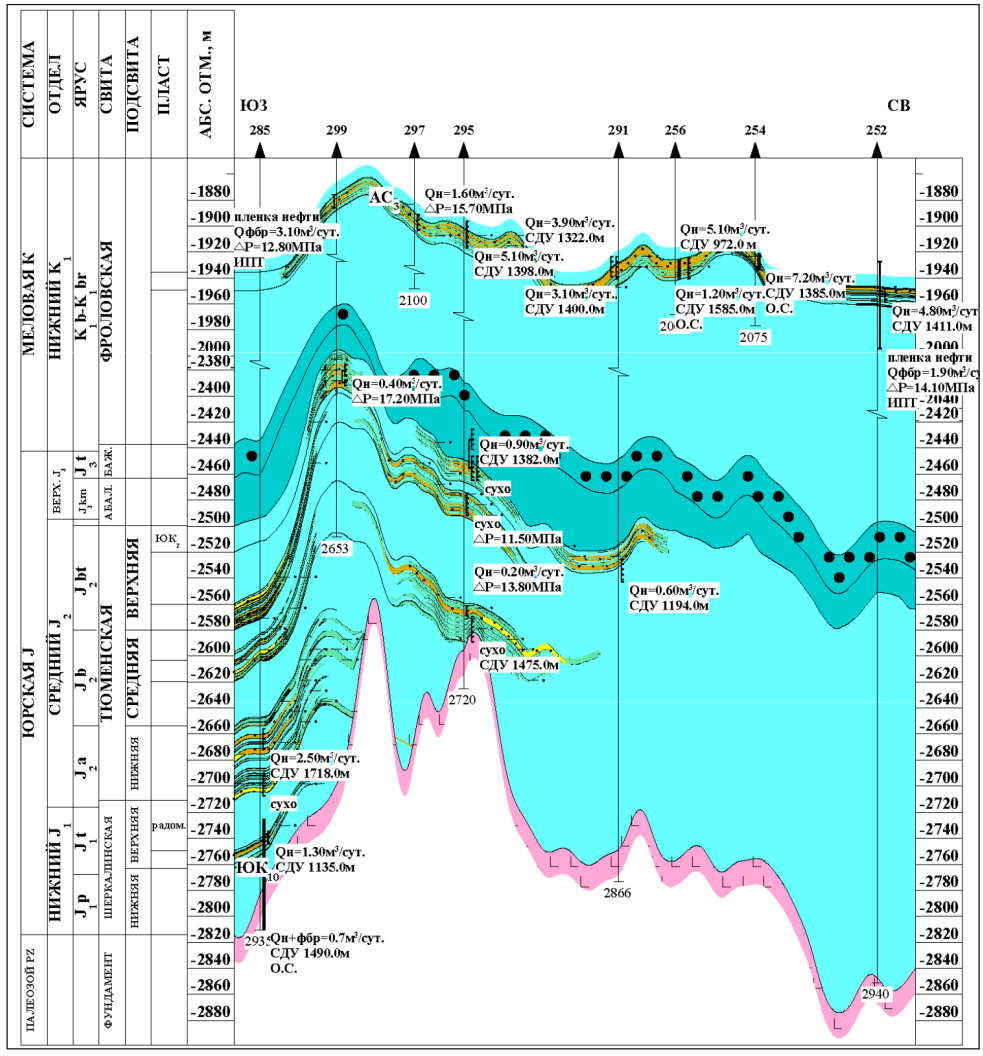



*Рис. 8. Геологический разрез месторождения им. В.Н. Виноградова [1]*

Южно-Лыхминской и Западно-Тугровской площадях. Притоки нефти составили от 6 м³/сут на 4-мм штуцере до 81,6 м³/сут на 8-мм. Залежей в пласте $Ю_{11}$ в пределах района не выявлено (рис. 2, 9).

В целом же, отложения нижней юры являются перспективными на обнаружение в них залежей углеводородов.

Перспективные объекты на наш взгляд приурочены к Сергинскому к.п., Полуйскому своду, Радомскому валу. На юго-востоке НГР развиты пласты нижней юры, как в Красноленинском НГР, где продуктивные базальные горизонты юры и коры выветривания, образуют единые нефтегазоносные объекты. Талинская залежь в пласте $Ю_{10}$ протягивается до границ Сергинского НГР. Севернее перспективной является территория, на которой, по аналогии с Рогожниковской площадью, предполагается по материалам сейсморазведки развитие мощного эффузивного-осадочного комплекса и наличие базальных горизонтов нижней юры. Дальнейшее выявление залежей углеводородов в нижнеюрских отложениях требует дополнительных геолого-геофизических исследований.

В среднеюрском НГК основными продуктивными являются верхние пласты $Ю_{2-3}$. Эти пласты являются регионально нефтеносными (рис. 10). Пласты-коллекторы имеют линзовидно-мозаичное и полосовидное распространение на площади и в разрезе.

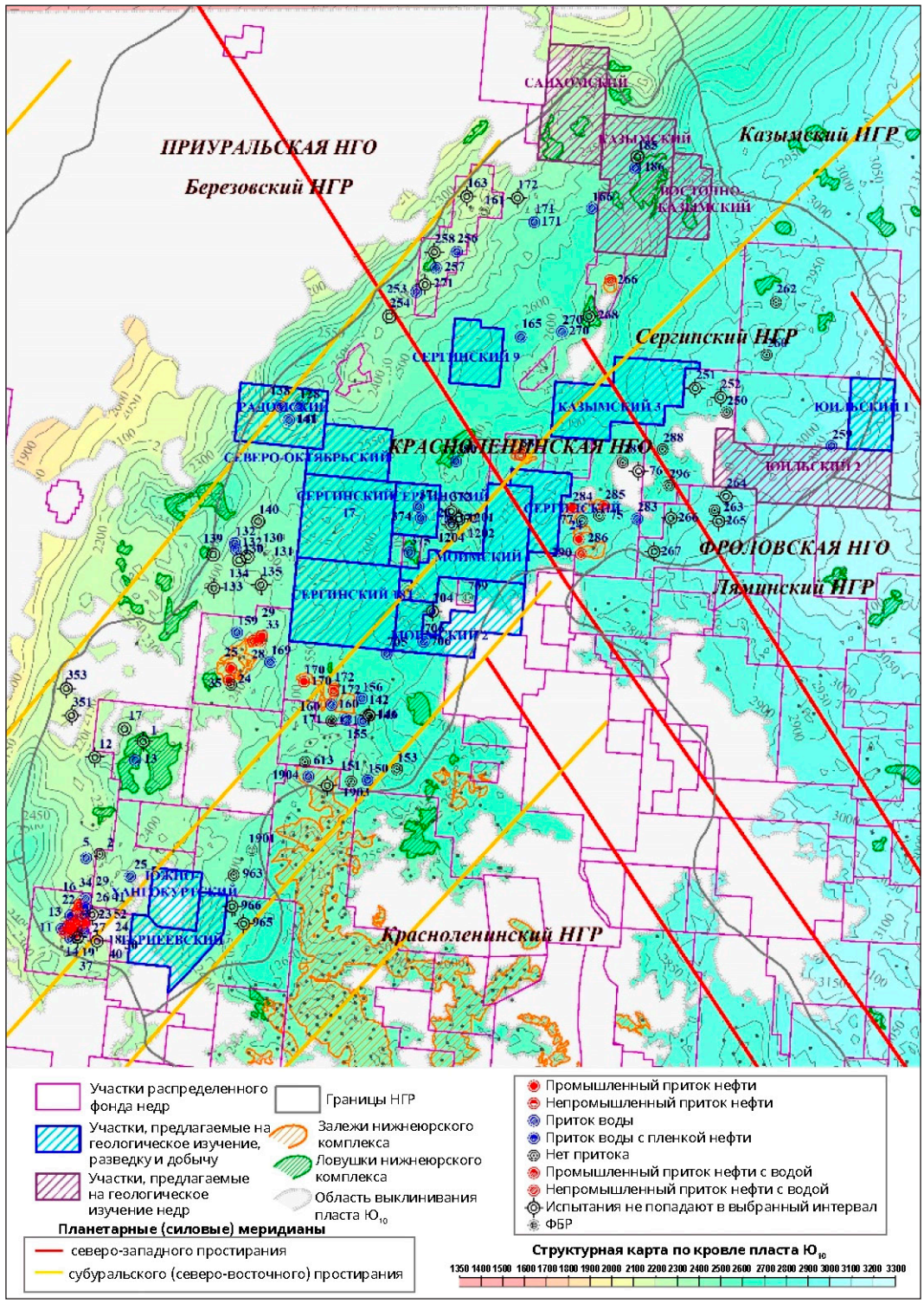



*Рис. 9. Карта перспектив нижнеюрского НГК*

На отдельных относительно узких участках отмечается почти полное замещение коллекторов слабопроницаемыми породами. Формирование их связано с прибрежными и мелководными частями крупных пресноводных и солоноватоводных водоемов, а также с дельтовыми комплексами. Высокопродуктивные пласты имеют мозаичный характер распространения и приурочены к тектонически активным зонам с повышенной проницаемостью, обусловленной кавернозно-трещинным типом коллекторов. Пласты

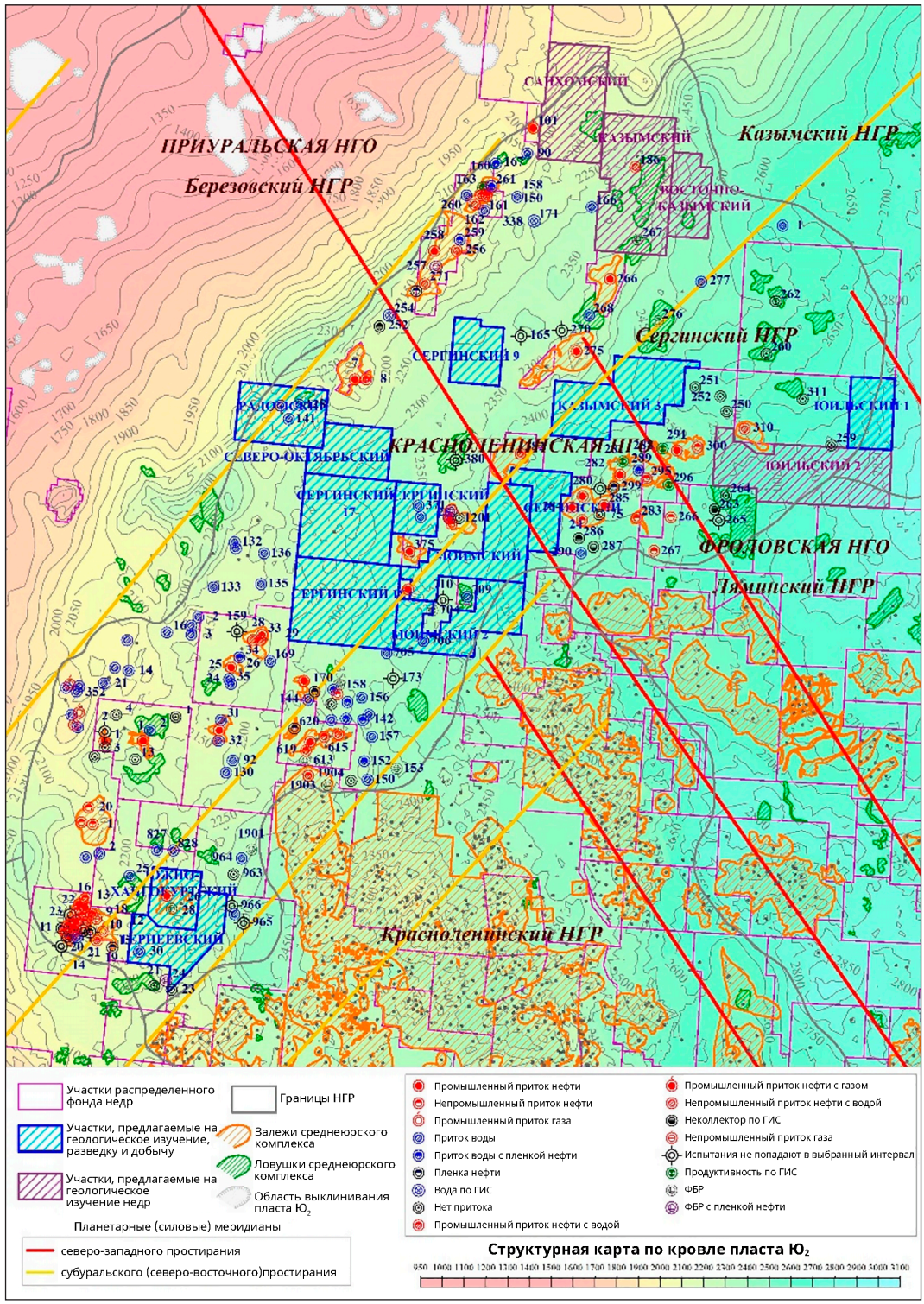



*Рис. 10. Карта перспектив среднеюрского НГК*

$Ю_{5-6}$ и $Ю_{7-9}$ нефтеносны на отдельных месторождениях. Формирование их связано с аллювиальными, делювиально-пролювиальными и прибрежно-бассейновыми фациями.

В отложениях средней юры открыто более 60 залежей УВ (рис. 2). По фазовому составу одна залежь газовая, одна газонефтяная, а остальные нефтяные. Примерно 70 % открытых залежей приурочены к отложениям малышевского горизонта (пласты $Ю_{2-4}$). Дебиты нефти составляют от 2,4 м$^3$/сут при $Н_{дин}$=1135,5 до 20 м$^3$/сут при $\Delta P$=16,5; газа – от 4,35 тыс. м$^3$/сут на 5-мм шайбе, до 147,9 тыс. м$^3$/сут на 20-мм шайбе.

## Оценка ресурсной базы участков программы лицензирования недр 2023 года Сергинского НГР

В границах Сергинского НГР выделено 17 участков недр, предлагаемых для предоставления в пользование в 2023 году, из них 13 участков предлагается на геологическое изучение, разведку и добычу (участки на совмещенное право пользования недрами) и 4 – на геологическое изучение недр (поисковые участки) (рис. 1).

На одном из предлагаемых участков (Южно-Хангокуртском) открыто Южно-Хангокуртское месторождение с залежью в пластах $Ю_{2-3}$. При испытании скв. 27 Южно-Хангокуртской площади из пласта $Ю_3$ при перфорации был получен промышленный приток нефти дебитом 6,7 м$^3$/сут, а при испытании в процессе бурения пластов $Ю_{2-3}$ (совместно) была получена вода с пленкой нефти. Залежь пластово-сводовая. В скв. 28 Южно-Хангокуртской площади при испытании в колонне пластов $Ю_2$ и $Ю_4$ были получены притоки ФБР, а при испытании пласта $Ю_3$ притока не получили. В скв. 26 Южно-Хангокуртской площади отложения тюменской свиты были испытаны в процессе бурения большим интервалом с другими комплексами. По состоянию на 01.01.2021 г. на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ запасы нефти в пределах Южно-Хангокуртского участка составляют по категории $С_1$ – 0,289 млн т, по категории $С_2$ – 2,198 млн т.

В границах 4 рассматриваемых лицензионных участков согласно Государственному балансу запасов РФ по состоянию на 01.01.2021 г. числится 14 подготовленных ловушек, перспективных для поиска новых залежей нефти:

| Ловушка | Резервуар | Подготовленные ресурсы нефти ($Д_0$) по состоянию на 01.01.2021 г. (тыс. т) | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | В целом по ловушке | | В пределах участка | |
| | | геол. | извл. | геол. | извл. |
| **Радомский** | | | | | |
| Радомская 1 | ВК | 3 888 | 778 | 3 888 | 778 |
| | $АС_{1-3}$ | 2 633 | 658 | 2 633 | 658 |
| | $Ю_{2-4}$ | 2 268 | 567 | 2 268 | 567 |
| **Итого по $D_0$** | | **8 789** | **2 003** | **8 789** | **2 003** |
| **Восточно-Казымский** | | | | | |
| Верлинская | $Ю_0$-$ЮК_1$ | 2 897 | 579 | 2 897 | 579 |
| | $Ю_{3-4}$ | 3 881 | 854 | 3 881 | 854 |
| | $Ю_{10}$ | 2 069 | 414 | 2 069 | 414 |
| **Итого по $D_0$** | | **8 847** | **1 847** | **8 847** | **1 847** |
| **Казымский** | | | | | |
| Казымская | $АС_{1-3}$ | 12 790 | 3 197 | 12 790 | 3 197 |
| | $Ю_0$-$ЮК_1$ | 9 385 | 1 877 | 9 385 | 1 877 |
| | $Ю_{3-4}$ | 36 009 | 7 922 | 36 009 | 7 922 |
| | $Ю_{10}$ | 5 052 | 1 010 | 5 052 | 1 010 |
| **Итого по $D_0$** | | **63 236** | **14 006** | **63 236** | **14 006** |
| **Санхомский** | | | | | |
| Санхомская | $АС_{1-3}$ | 13 219 | 3 305 | 13 219 | 3 305 |
| | $Ю_0$ | 7 331 | 1 466 | 7 331 | 1 466 |
| | $Ю_{2-4}$ | 10 319 | 2 064 | 10 319 | 2 064 |
| | $Ю_{10-11}$ | 4 601 | 1 150 | 4 601 | 1 150 |
| **Итого по $D_0$** | | **35 470** | **7 985** | **35 470** | **7 985** |

По данным АУ ХМАО – Югры «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» по состоянию на 01.01.2021 г. в границах 5 рассматриваемых лицензионных участков числится 8 локализованных ловушек, перспективных для поиска новых залежей нефти в отложениях средней, нижней юры и доюрского комплекса:

| Ловушка | Резервуар | Локализованные ресурсы нефти (Дл) по состоянию на 01.01.2021 г. (тыс. т) | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | В целом по ловушке | | В пределах участка | |
| | | геол. | извл. | геол. | извл. |
| **Моимский 2** | | | | | |
| Торьешская 2 | KB+Pz | 5407 | 1081 | 1384 | 277 |
| **Радомский** | | | | | |
| Радомская 1 | $Ю_{10-11}$ | 3600 | 1620 | 3600 | 1620 |
| **Восточно-Казымский** | | | | | |
| Верлинская ССЛ | $Ю_{11-12}$ | 1 307 | 261 | 1 307 | 261 |
| **Казымский** | | | | | |
| Восточно-Казымская ССЛ | $Ю_{11-12}$ | 1 433 | 287 | 1 433 | 287 |
| Западно-Казымская ССЛ | $Ю_{11-12}$ | 7 608 | 1 522 | 7 608 | 1 522 |
| Малоказымская | $Ю_{3-4}$ | 2 200 | 484 | 2 200 | 484 |
| | $Ю_{11-12}$ | 954 | 191 | 954 | 191 |
| **Итого по Dл** | | **12 195** | **2 484** | **12 195** | **2 484** |
| **Санхомский** | | | | | |
| Западно-Санхомская | $Ю_{10-11}$ | 4774 | 1193 | 4774 | 1193 |

В таблице 3 приведена оценка извлекаемых ресурсов нефти по всем 17 участкам программы лицензирования недр 2023 года Сергинского НГР, участки представлены в порядке ранжирования по суммарным ресурсам нефти от максимальных к минимальным.

Плотности геологических начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти на рассматриваемых участках в среднеюрском НГК составляют 40-100 тыс. т/км$^2$, в нижнеюрском – 10-20 тыс. т/км$^2$. Наиболее перспективными для поиска новых залежей УВ в нижне-среднеюрских отложениях по мнению авторов являются участки: Сергинские 17, 18, 24, 26, Северо-Октябрьский, Радомский, Моимские 1, 2 и Казымский 3, лежащие в границах Сергинского КП (правобережье), Радомский мегавал, Полуйский свод.

В рамках данной статьи авторами проведена оценка инвестиционной привлекательности рассматриваемых участков недр. В данном случае под инвестиционной привлекательностью понимается геолого-экономическая оценка участков недр с учетом плотности изученности участков, ресурсной базы, наличия транспортной и производственной инфраструктуры, величины стартовых разовых платежей при выставлении на аукционы. Все перечисленные факторы существенным образом предопределяют коммерческий интерес потенциальных недропользователей и перспективы вовлечения нефтегазовых ресурсов в лицензирование с целью геологического изучения и последующего освоения.

Исходя из оценки инвестиционной привлекательности аукционные участки условно делятся на три категории (рис. 11).

К первой категории относится шесть участков (Северо-Октябрьский, Сергинский 9, Терпеевский 1, Юильский 1, Сергинские 24, 26) с низкой инвестиционной привлекательностью и высокими геологическими рисками. Величина $АВ_1С_{1усл}$ (запасы, приведенные к единой промышленной категории) по вышеперечисленным участкам не превышает 100 тыс. т.

*Таблица 3*

**Оценка извлекаемых ресурсов нефти на лицензионных участках недр программы 2023 г. Сергинского НГР**

| Название участка | Ресурсы | | | | | | Суммарные ресурсы нефти, млн т |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Подготовленные | | Локализованные | | Перспективные | Прогнозируемые | |
| | $Д_0$, млн т | | Дл, млн т | | $Д_1$, млн т | $Д_2$, млн т | |
| | Нижнесреднеюрские отложения | Всего | Нижнесреднеюрские отложения | Всего | | | |
| **Участки недр, предлагаемые на геологическое изучение, разведку и добычу (аукцион)** | | | | | | | |
| Казымский 3 | | | | | 23,0 | 0,5 | 23,5 |
| Сергинский 18 | | | | | 19,5 | 0,6 | 20,1 |
| Сергинский 17 | | | | | 16,1 | 0,5 | 16,6 |
| Моимский 1 | | | | | 15,3 | 0,4 | 15,7 |
| Моимский 2 | | | | 0,277 | 12,4 | 0,4 | 13,1 |
| Радомский | 0,567 | 2,003 | 1,620 | 1,620 | 4,0 | 0,3 | 7,9 |
| Северо-Октябрьский | | | | | 7,6 | 0,3 | 7,9 |
| Сергинский 9 | | | | | 6,7 | 0,2 | 6,9 |
| Терпеевский 1 | | | | | 6,5 | 0,3 | 6,8 |
| Юильский 1 | | | | | 6,7 | 0,1 | 6,8 |
| Сергинский 24 | | | | | 4,8 | 0,2 | 5,0 |
| Сергинский 26 | | | | | 4,0 | 0,2 | 4,2 |
| Южно-Хангокуртский | | | | | 2,9 | 0,5 | 3,4 |
| **Участки недр, предлагаемые на геологическое изучение с целью поиска и оценки** | | | | | | | |
| Юильский 2 | | | | | 19,6 | 0,7 | 20,3 |
| Казымский 3 | 8,932 | 14,006 | 2,484 | 2,484 | 3,2 | 0,6 | 20,29 |
| Сантохский | 3,214 | 7,985 | 1,193 | 1,193 | 3,3 | 0,9 | 13,378 |
| Восточно-Казымский | 1,268 | 1,847 | 0,261 | 0,261 | 3,7 | 0,2 | 6,008 |

Участки характеризуются относительно низкой плотностью изученности сейсморазведочными работами и покрыты неравномерной сетью сейсмопрофилей. В пределах участков первой группы отсутствуют объекты, подготовленные к бурению. Таким образом, для подготовки участков к поисковому бурению, необходимо проведение дополнительных сейсморазведочных работ. В отношении добывающей и транспортной инфраструктуры – практически все участки, кроме Сергинского 26, находятся в значительной степени удаленности от объектов инфраструктуры. Стартовая стоимость участков на аукционе составляет от 5 до 9 млн руб. Участки представляют интерес для дочерних компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ООО «Югранефтепром») и небольших неинтегрированных компаний.

К второй категории относится шесть участков (Радомский, Казымский 3, Сергинские 17, 18, Моимские 1, 2) со средней степенью инвестиционной привлекательности и относительно низкими геологическими рисками. Величина $АВ_1С_{1усл}$ (запасы, приведенные к единой промышленной категории) по вышеперечисленным участкам находится в диапазоне от 100 до 300 тыс. т. Участки характеризуются относительно высокой плотностью изученности сейсморазведочными работами и в пределах участков

второй группы находятся объекты, подготовленные к бурению. По территории значительной части участков проходят объекты добывающей и транспортной инфраструктуры. Стартовая стоимость участков на аукционе составляет от 16 до 39 млн руб. Участки представляют интерес для ООО «Югранефтепром» (дочернее общество ПАО «ЛУКОЙЛ»), ПАО «Сургутнефтегаз» и небольших неинтегрированных компаний.

К третьей категории относится единственный участок с открытым месторождением – Южно-Хангокуртский. Участок с низкими геологическими рисками, с величиной $АВ_1С_{1усл}$ порядка 1420 тыс. т и аукционной стоимостью 151 млн руб. Участок расположен в непосредственной близости к лицензионной территории и разрабатываемым месторождениям ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

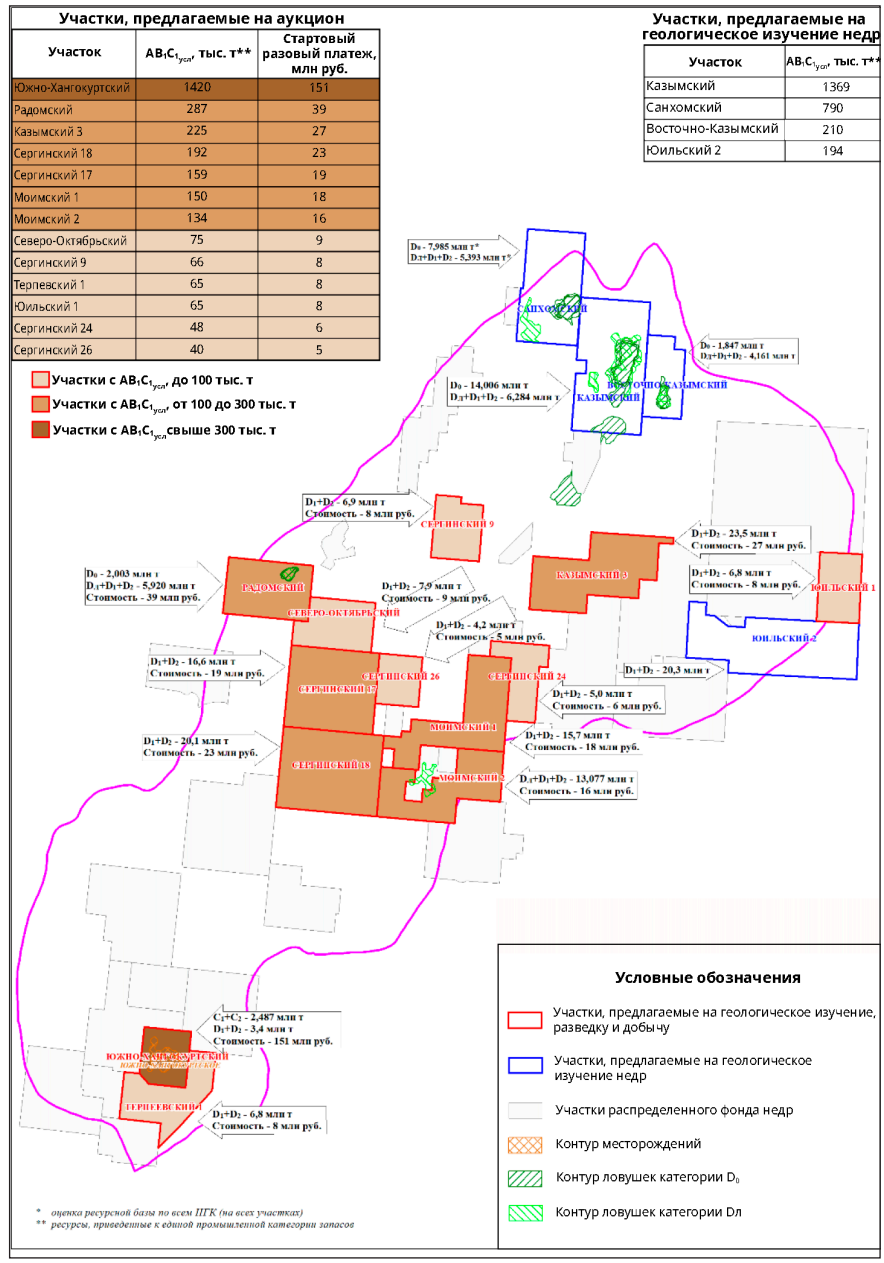



*Рис. 11. Схема инвестиционной привлекательности участков 2023 г. Сергинского НГР*

## Выводы

1. В Сергинском НГР выделяется 5 нефтегазоносных комплексов: нижне- и среднеюрский, верхнеюрский, неокомский и аптский. Открыто 29 месторождений с 93 залежами. Основным продуктивным горизонтом является среднеюрский, наиболее перспективными являются юрские отложения в целом. Все рассматриваемые лицензионные участки являются перспективными на поиск залежей УВ.

2. Исходя из оценки инвестиционной привлекательности участков НРФН в пределах Сергинского НГР, наибольший коммерческий интерес представляют аукционные участки с низкими геологическими рисками – участки с открытым месторождением (Южно-Хангокуртское) и перспективными объектами, подготовленными к бурению (участки условной второй группы).

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана». – Екатеринбург: «ИздатНаукаСервис», 2013.

2. **Мариненкова, Н. Л.** Характеристика объектов поиска и прогноза нефти и газа в Сергинском нефтегазоносном районе ХМАО – Югры / Н.Л. Мариненкова, Г.П. Мясникова, Л.А. Солопахина [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры : материалы IX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2006. – Т.1. – С.99-113.

3. **Мясникова, Г. П.** Условия седиментации стратиграфических горизонтов юры. Палеогеографические карты / Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, В.П. Девятов. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры : материалы XV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2012. – Т.1. – С.77-94.

4. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

5. Распоряжения Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 1 октября 2021 г. № 538-рп, от 20 мая 2022 г. № 252-рп, от 14 октября 2022 г. № 628-рп, от 2 декабря 2022 г. №754-рп.

6. Методика расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденная Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 31 марта 2022 года № 242/01. – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202204180057?index=2&rangeSize=1.

УДК 551.7.02

# ПРОБЛЕМА ВЫДЕЛЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ-НИЖНЕГО МЕЛА В РАЗРЕЗЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ ЗАОЗЕРНАЯ 1 (ХМАО – ЮГРА)

**В.В. Пустыльникова, В.А. Муфтахов**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ», г. Апрелевка*

Работа посвящена рассмотрению вопроса выделения баженовской свиты в разрезе параметрической скважины Заозерная 1. На основе детального изучения кернового материала, петрографического исследования пород в шлифах, а также с использованием данных РФА, РФЛА и РЭМ проведено обобщение полученного литологического материала, построен и охарактеризован разрез, рассмотрены варианты предполагаемых границ свиты. Учитывая литературные данные, касающиеся вопроса выделения нормального и «аномального» разрезов свиты, предложен авторский вариант выделения свиты.

*Литология, петрография, осадочный разрез, границы, баженовская свита, скважина Заозерная 1, Западная Сибирь*

# THE PROBLEM OF DISTINGUISHING THE BAZHENOV FORMATION OF THE UPPER JURASSIC-LOWER CRETACEOUS IN THE SECTION OF THE SEDIMENTARY COVER OF THE PARAMETRIC WELL ZAOZERNAYA 1 (KHMAO – YUGRA)

**V.V. Pustylnikova, V.A. Muftakhov**

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Aprelevka Branch, Aprelevka*

The work is devoted to the consideration of the issue of the distinguishing of the Bazhenov formation in the section of the parametric well Zaozernaya 1. On the basis of a detailed study of core material, petrographic study of rocks in the thin sections, as well as using the data of the XRD, XRF and SEM, the obtained lithological material was generalizated and the section was constructed and characterized. Variants of the proposed boundaries of the formation were considered. Taking into account the literature data concerning the issue of the distinguishing of normal and «abnormal» sections Bazhenov formation, the author's version of the allocation of the suite is proposed.

*Lithology, petrography, sedimentary section, boundaries, Bazhenov formation, Zaozernaya 1 well, Western Siberia*

Параметрическая скважина Заозерная 1 расположена на территории Тюменской области в Кондинском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Согласно тектонической карте платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под редакцией В.И. Шпильмана и др., 1998 г.) Заозерный участок, на котором находится параметрическая скважина, располагается в южной части Фроловской мегавпадины, с точки зрения нефтегазогеологического районирования – на границе трех нефтегазоносных районов: Карабашского, Красноленинского и Уватского. Последние соответственно относятся к Приуральской, Красноленинской и

Фроловской нефтегазоносным областям. Перспективные нефтегазоносные комплексы на этой территории: доюрский, нижнеюрский, среднеюрский (отложения тюменской свиты), верхнеюрский (вогулкинская толща), неокомский (клиноформы ачимовской толщи) и аптский (викуловская свита). Особенностями разреза осадочного чехла в районе исследования являются: неповсеместное развитие нижнеюрских отложений, мозаичная глинизация отложений средней юры, наличие клиноформ в неокомских отложениях, а также развитие «аномальных» разрезов баженовской свиты. Бурение данной скважины осуществлялось по Государственному заданию Федерального агентства по недропользованию от 28.01.2020 г. с целью уточнения геологического строения Карабашской зоны в районе Заозерной площади, а также оценки перспектив нефтегазоносности мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и доюрского комплексов [1].

Баженовская свита, широко развитая на всей территории Западной Сибири, несмотря на незначительную мощность, привлекает большое внимание исследователей своим сложным строением и составом, в первую очередь как высокоуглеродистая и нефтематеринская, а в последние годы и как нефтесодержащая, правда в данном случае она относится к объектам с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ).

Многочисленные публикации различных авторов (Ф.Г. Гурари, Е.А. Предтеченская, Л.А. Кроль, И.В. Панченко, А.А. Нежданов, В.Д. Немова, В.Г. Эдер и мн. др.), в которых отражены многолетние результаты исследований строения, состава и генезиса баженовской свиты, выражали и до сих пор выражают различные взгляды на ее происхождение, расчленение и стратификацию, что влечет разночтения в определении ее границ и объемов, приводит к различиям в оценке перспектив нефтегазоносности, обширному многообразию в подходах к ее изучению. Дополнительная сложность в изучении свиты вызывается скольжением ее возрастных границ, незаметных фациальных и литологических изменений в направлении с востока на запад (и с юга на север), а также наличием разрезов с «аномальным» строением. Предпринятые попытки типизировать строение баженовской свиты у разных авторов привели к выявлению различного количества типов разрезов, критерии и подходы к типизации разрезов также многообразны. Иногда даже в одном разрезе затруднительно выделить границы свиты в связи с тем, что в подошвенной части свита граничит с абалакской свитой глинистого состава, а в кровельной – с подачимовскими глинами (в нашем случае с глинистыми отложениями фроловской свиты). Существует большое количество типизаций разрезов баженовской свиты, включающих различное количество и сочетание выделяемых литотипов, слагающих разрезы. Последнее влечет за собой разные подходы к корреляции свиты и определению ее пространственного положения.

Поэтому особенно важным было применение всестороннего подхода к изучению баженовской свиты, вскрытой параметрическим бурением с практически 100%-ным выносом кернового материала, с использованием современного оборудования, детального и комплексного литолого-петрографического и петрофизического исследования керна.

В параметрической скважине Заозерная 1 баженовская свита (нижний мел – верхняя юра) выделена в интервале глубин 2507,0-2631,2 м. Разрез баженовской свиты полностью охарактеризован керновым материалом (долбления 9-16).

Комплексные литологические исследования кернового материала, как массовые, так и детальные, были проведены в лаборатории литологии научно-аналитического центра Апрелевского отделения ФГБУ «ВНИГНИ» в 2021-2022 годах, часть полученных результатов положена в основу данной работы.

Анализ состава и строения разреза баженовской свиты проводился на основе детального послойного описания керна (около 125 м) и петрографического описания шлифов (77 шт.) с характеристикой текстурно-структурных особенностей пород,

минерального состава, вторичных изменений, структуры и заполнения порового пространства. Изучение минерального состава пород выполнялось рентгено-дифрактометрическим методом (68 обр.), кальциметрическим методом (138 обр.); определение элементного состава – рентгенофлюоресцентным методом (68 обр.). С помощью растровой электронной микроскопии и энерго-дисперсионного элементного анализа исследовалось емкостное пространство и минеральное выполнение пустот, форма нахождения и распределение органического вещества, акцессорные и аутигенные минералы (20 обр.).

Анализ литологического строения разреза баженовской свиты, составленного по данным макроописания керна и результатов микроскопического изучения пород в шлифах, а также данных РФА, РФЛА и РЭМ (рис. 1), позволил расчленить его на 18 пачек, отличающихся вещественным составом пород и их структурно-текстурными характеристиками, выделить в его строении отдельные песчаные пласты, охарактеризовать их состав, границы и расположение в разрезе. По результатам предварительной корреляции с соседними скважинами (Заозерная 5 и Согомская 1) и оперативного расчленения, свита была выделена в объеме, включающем описанные песчаные пласты, т.е. подразумевается, что в данном случае баженовская свита имеет «аномальный» разрез. В кремнисто-карбонатно-глинистых, обогащенных в различной степени органическим веществом породах имеются многочисленные врезы «инородных, возможно более молодых» (мелового возраста?) песчаных пластов различной мощности (от 0,4 и 1,5 м до 6,32 м). Данные врезы иногда имеют очень четкие и резкие границы, в некоторых случаях на границах видны интракласты эродированных литифицированных аргиллитов. Большая часть песчаных пластов приурочена к верхней трети разреза свиты (пачки 3, 6, 8, 10), два прослоя (пачка 14) находятся в средней её части и два слоя (пачка 17) – в основании свиты. Границы свиты на рисунке 1 показаны как К-1 и К-2, а также П-1 и П-2, где К – кровля свиты, а П – подошва свиты, варианты пронумерованы соответственно.

«Нормальная» часть разреза баженовской свиты представлена преимущественно породами смешанного углеродисто-кремнисто-глинистого состава с примесью терригенного материала (пачки 1, 5, 7, 11, 13, 15). Некоторые из данных пачек (1, 15) содержат карбонатные прослои, чаще всего известняки, единично – доломиты. Некоторые пачки содержат тонкие прослои песчаников мелко-тонкозернистых (1, 13) и тонкие прослои сидеритов (пачка 13). В данных породах преобладает глинистая составляющая, ее количество варьирует в пределах 30-50 %; кремнистый материал – от 10-20 %, реже около 30 %; примесь карбонатного материала – от 5 до 15 % (за исключением карбонатных прослоев, где его содержание явно преобладает); терригенного – 3-5 % до 10 %, редко более 20 %; ОВ – от 5-8 % до 15 %, реже до 20 % и выше; пирита – 5-10 %, редко более 15 %. По данным петрографического анализа породы плотные, иногда трещиноватые.

Породы смешанного, с преобладанием кремнистой составляющей, углеродисто-глинисто-кремнистого состава отмечаются и в верхней части разреза (пачки 2 и 4), и в нижней (пачки 16 и 18). Количество кремнистой составляющей в них варьирует в пределах 30-40 %, редко выше 40 %; остальные компоненты занимают подчиненное положение: терригенная примесь 3-10 %, редко более 15 %; глинистая составляющая 15-20 %, ОВ – 5-10 %, пирита – 5-7 %. Высокая кремнистость связана с наличием в породах реликтов радиолярий, количество которых варьирует от 20 до 40 %, в редких прослоях среди органогенного детрита отмечаются остатки костей рыб (пачка 16).

В средней части разреза породы смешанного состава, не обогащенные ОВ, терригенно-кремнисто-глинистые выделены в пачку 13. Серые, темно-серые аргиллиты алевритистые кремнистые содержат тонкие прослои светло-серых мелко-тонкозернистых песчаников и сидеритов коричневого цвета с буроватым оттенком, скопления

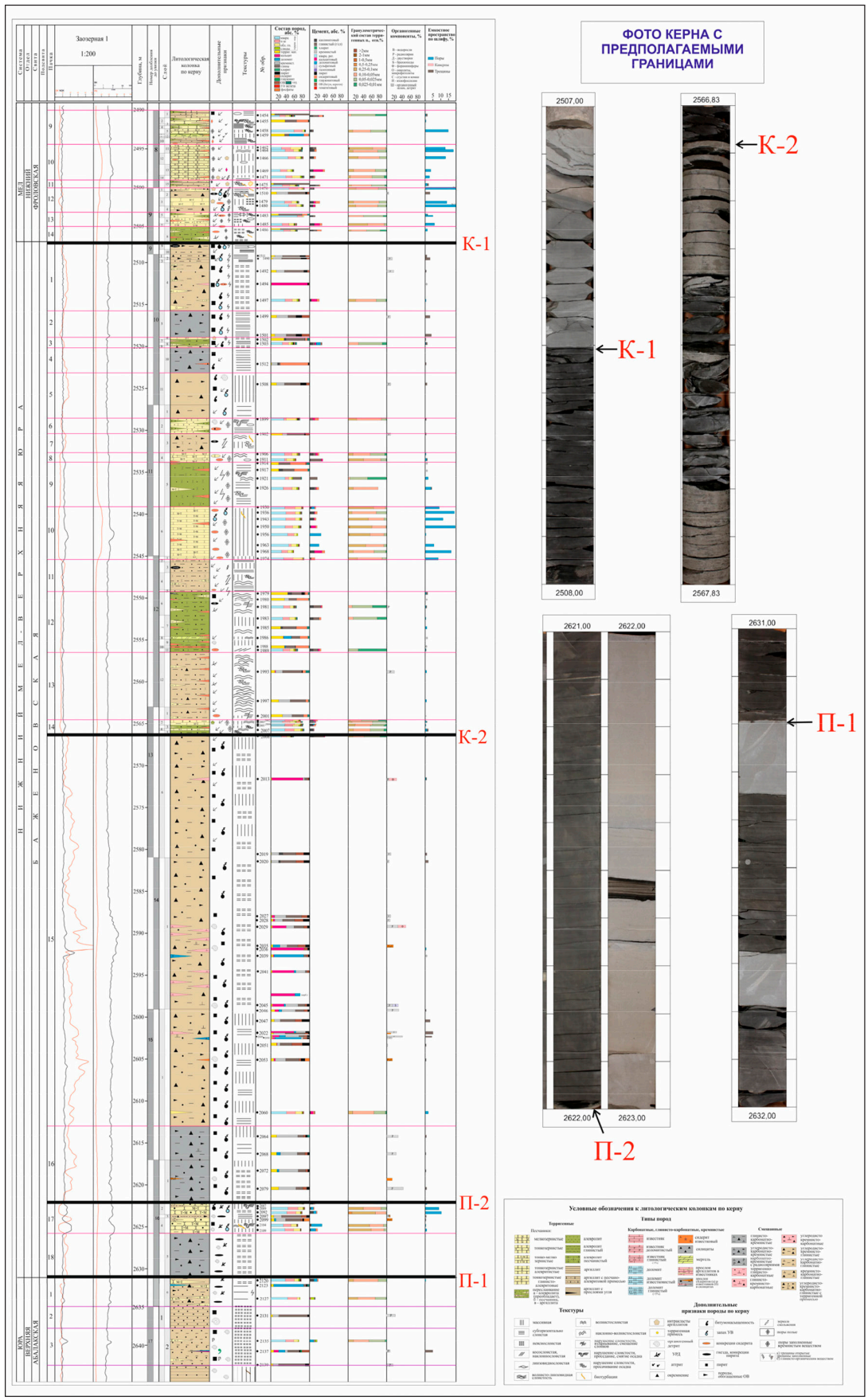



*Рис. 1. Литологический разрез баженовской свиты скв. Заозерная 1 с расчленением на пачки и выделенными предполагаемыми границами (кровли К-1 и К-2, подошвы П-1, П-2). Фото керна с выделенными границами*

аттрита на поверхностях напластования. Породы плотные, не трещиноватые, без признаков нефтегазоносности.

Пачка 11 представлена алевро-аргиллитами темно-серыми и черными углистыми в верхней части и серыми песчанистыми – в нижней, плотными, без признаков нефтегазоносности. Пачки 9 и 12 представлены алевролитами песчаными глинистыми серыми, светло-серыми за счет включений прослоев мелко-тонкозернистого песчаника. В них повсеместно равномерно распределен в виде прослоев (3-50 мм) глинисто-сидеритовый материал светло-бурого и желтоватого цвета, мягкий, матовый, пелитоморфный. Породы содержат УРД в виде аттрита, микропористые, в пачке 9 по данным петрографического анализа малопористые, пористость в них не более 1 %, в пачке 12 породы плотные. Без признаков нефтегазоносности.

Как было сказано выше, большая часть песчаных пластов приурочена к верхней трети разреза свиты (пачки 3, 6, 8, 10), два прослоя (пачка 14) находятся в средней её части и два слоя (пачка 17) – в основании свиты.

Ниже приводится характеристика песчаных пачек и пластов.

В интервале 2518,88-2519,14 м (пачка 3) – песчаники мелко-тонкозернистые, алевритистые, массивные, по составу грауваккковые аркозы [2], с пленочно-поровым полиминеральным цементом. Состав цемента: карбонат – 5 %, сидерит – 7 %, каолинит – 4 %, пирит – 1 %, глауконит и хлорит – в единичных порах. Из аутигенных развиты глауконит, пирит, сидерит, хлорит, лейкоксен, кальцит. Породы плотные, по петрографическим данным пористость не превышает 1 %.

Основная масса алевро-песчаных слоев в аномальном разрезе баженовской свиты приходится на интервал 2528,59-2545,45 м (пачки 6, 8 и 10), где отмечаются слои песчаников мощностями от 1,16 до 6,32 м с прослоями алевролитов. Песчаники в интервале 2528,65-2533,81 м мелко-тонкозернистые и тонкозернистые с прослоями среднезернистых, алевритистые, по составу кварц-грауваккковые и грауваккковые аркозы, с пленочно-поровым полиминеральным цементом. С содержанием кальцита до 4-5 %, глинистого цемента до 8-20 %, аутигенных сидерита (до 10 %), пирита (до 3 %), по петрографическим данным слабопористые и плотные. Далее вниз по разрезу (пачка 10) отмечаются песчаники тонко-мелкозернистые с примесью алевритового материала, преимущественно грауваккковые аркозы, реже мезомиктово-кварцевые и полевошпатово-кварцевые грауваккки с полиминеральным (глинисто-карбонатным) цементом, послойно со значительным содержанием карбонатного (доломитового до 25-30 %, сидеритового до 10 %) цемента. Пористость по данным петрографического анализа в них составляет от 1 до 7-8 %, редко до 15 %.

В интервале 2564,49-2565,83 м (пачка 14) – песчаники мелко-тонкозернистые, алевритовые, массивные, грауваккковые аркозы с пленочно-поровым, полиминеральным цементом. Цемент полиминеральный и состоит из кальцита и доломита (до 1-5 %), сидерита (4-6 %), каолинита (8 %), из аутигенных минералов присутствуют глауконит, хлорит, пирит. Данные песчаники также плотные и малопористые.

В интервале 2622,0-2625,5 м (пачка 17) – песчаники известковистые тонко-мелкозернистые, массивные, грауваккковые аркозы с пленочно-поровым полиминеральным цементом (суммарно 21-28 %), в составе которого кальцита – 14-24 %, каолинита до 2 %, гидрослюд – 2 %, сидерита до 5 %, глауконит и хлорит – в единичных порах. Аутигенных минералов суммарно до 4 %, в их числе пирит, сидерит, лейкоксен, глауконит. Пористость по данным петрографического анализа в основном составляет не более 1 %, редко до 10 %. Данный пласт, возможно, является аналогом пласта $Ю_1^0$ (или $Ю_1$?).

Все рассмотренные песчаники без признаков нефтегазоносности.

Учитывая, что по данным Региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западной Сибири 2005 года [3] при корреляции местных стратиграфических подразделений Фроловского района, фроловская свита в нижней части литологического разреза также имеет в своем строении темно-серые битуминозные аргиллиты, и если верхние песчаные пласты (пачки 3, 6, 8, 10) отнести к клиноформам ачимовской толщи (пласты Ач), то верхняя граница баженовской свиты в скважине Заозерная 1 значительно опустится вниз, примерно до глубины 2566,0 м, что обозначено на рисунке как К-2 (рис. 1), эту границу авторы считают наиболее приемлемой в качестве кровли свиты. Наличие эрозионных врезов на контактах песчаных пластов и вмещающих их пород можно отнести к «врезовому» механизму образования клиноформенных толщ мелового возраста. В целом наблюдаются значительные текстурно-структурные, фациальные изменения в разрезе снизу-вверх на границе К-2. Они выражены в сидеритизации разреза, слабом опесчанивании, уменьшении содержания ОВ, исчезновении известняковых прослоев, появлении волнисто-слоистых текстур и других литологических отличий. Если, исходя из строения абалакской свиты, предположить, что песчаная пачка 17 является аналогом пласта $Ю_1$ (или $Ю_1^0$ или $Ю_0$?), то и граница с абалакской свитой также будет изменена, то есть подошва баженовской свиты станет находиться выше, на глубине 2622,0 м – П-2 (рис. 1). Авторы данной работы предполагают, что пачка 17 является аналогом пласта $Ю_0$ и находится в нижней части баженовской свиты вполне логично, к тому же она заключена в породах смешанного углеродисто-глинисто-кремнистого состава с радиоляриями.

На данный момент авторский вариант выделения баженовской свиты в скважине Заозерная 1 следующий: кровля свиты – К-2, подошва – П-1, интервал глубин 2566,0-2631,2 м.

Для более точного и актуального выделения объема свиты необходимо провести дополнительную корреляцию с соседними скважинами, а также использовать данные биостратиграфии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. ВНИГНИ : [сайт]. – 2022. – URL: https://vnigni.ru/tpost/3r7bujyhc1-zaozernaya-parametricheskaya-skvazhina-n.– Текст : электронный.

2. **Шутов, В. Д.** Классификация песчаников / В.Д. Шутов. – Текст :непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1967. – № 5. – С. 86-103.

3. Региональные стратиграфические схемы триасовых, юрских и меловых отложений Западной Сибири, рассмотренные VI МРСС по мезозойским отложениям Западной Сибири 14-16 октября 2003 г. Утверждены МСК РФ по триасу и юре 9 апреля 2004 г., по мелу 8 апреля 2005 г. как корреляционные. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2005. – 168 с.

УДК 553.08

# ПРОБЛЕМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ МЕТОДОВ КАРБОНАТОМЕТРИИ И РЕНТГЕНОФАЗОВОГО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН НОВОЯКИМОВСКАЯ 1 И ЗАОЗЁРНАЯ 1

**Е.П. Микляева, А.В. Дектерева**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ», г. Апрелевка*

В процессе исследований были сопоставлены количественные результаты проб с различным содержанием кальцита, доломита и сидерита и их суммарные значения. Рассмотрена сходимость результатов определения карбонатных минералов методами карбонатометрии и рентгенофазового анализа. Отмечено повышение содержания доломита в методе определения общей карбонатности в случаях сидеритизированных пород. При содержании кальцита более 20 % наблюдается занижение данных измерений общей карбонатности, однако, в то же время наблюдается увеличение содержания доломита. В работе рассчитаны средние абсолютные погрешности, из которых следует, суммарное значение карбонатных минералов, измеренное методами РФА и ОК показывает хорошую сходимость.

*Карбонатные минералы, рентгенофазовый анализ, общая карбонатность, кальцит, доломит, сидерит*

# CARBONATOMETRY AND X-RAY DIFFRACTION DATA INTERPRETATION PROBLEMS ON THE EXAMPLE OF NOVOYAKIMOVSKAYA, 1 AND ZAOZERNAYA, 1 PARAMETRIC WELLS

**E.P. Mikliaeva, A.V. Dektereva**

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Aprelevka Branch, Aprelevka*

The quantitative results of carbonate minerals determination by carbonatometry (CM) and X-ray diffraction phase analysis on samples with different calcite, dolomite and siderite concentrations were compared. The convergence results, obtained by two methods are considered. Increase of dolomite concentration was noted in the study of sideritized rocks by CM method. Underestimation of the measurement data obtained by the CM method was noted in case of calcite content is more than 20 %, however, the increase in the dolomite content is observed at the same time. The average absolute errors were calculated, it follows from the calculations that the total value of carbonate minerals measured by XRF and CM methods have good convergence results.

*Carbonate minerals, X-ray diffraction, carbonatometry, calcite, dolomite, siderite*

## Введение

В современном мире все более перспективными для изучения и разработки становятся терригенно-карбонатные и глубоко залегающие карбонатные отложения. Актуальными методами для определения карбонатных минералов в настоящее время являются метод рентгенофазового анализа и газоволюметрический метод измерений общей карбонатности.

Метод измерения общей карбонатности (ОК) гораздо проще, не требует сложного оборудования, прост в пробоподготовке и выполнении измерений, результаты предоставляются в готовом численном представлении и не зависят от интерпретации оператора, при этом метод обладает меньшей точностью чем метод рентгеновской дифракции и определяет только кальцит и доломит из всего количества карбонатных минералов.

В связи с вышесказанным возникает вопрос о соответствии данных, полученных этими двумя методами.

## Материалы и методы

Исследования проводились на образцах двух параметрических скважин Новоякимовская-1 и Заозерная-1. Образцы отбирались согласно нормативным документам [3]. Образцы были подроблены на щековой дробилке Вибротехник ДЩ-6 при минимальном значении щели, после чего подвергались дополнительному измельчению с помощью планетарной мельницы Fritsch «Pulverisette 6».

Рентгенофазовый анализ выполнялся на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA, с излучением $CuK\alpha_{1+2}$, энергодисперсионным детектором Dectris Mythen2 R 1D. Условия съемки 40 кВ – 40 мА, диапазон 5-70° 2θ, шаг 0,02° 2θ. Количественный анализ проводился с использованием программного комплекса Siroquant по методу Ритвельда.

Для измерения общей карбонатности отбиралась фракция <0,100 мм на ситах С 12/38, для измерения отбиралась навеска массой 0,5000±0,0010 г. Измерение общей карбонатности проводилось на автоматическом карбонатометре СМП-КА. Автоматический карбонатометр предназначен для определения весового содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка в образцах горных пород. Метод основан на анализе скорости и объема выделившегося углекислого газа в ходе реакции карбонатных минералов с соляной кислотой.

## Результаты и обсуждения

В лаборатории литологии научно-аналитического центра ФГБУ «ВНИГНИ» были проанализированы параллельно методами карбонатометрии и рентгенофазового анализа 197 образцов из карбонатосодержащих прослоев параметрических скважин Новоякимовская 1 и Заозерная 1. Были сопоставлены данные содержания суммы карбонатных минералов, кальцита, доломита, определяемые двумя методами (РФА и ОК). Проведен сравнительный анализ результатов измерения образцов, имеющих из карбонатных минералов в своем составе только сидерит, теми же методами.

Поскольку метод карбонатометрии имеет погрешность 10 %, образцы с меньшим различием рассматривать нецелесообразно. Была построена сравнительная диаграмма суммы карбонатных минералов по данным РФА и ОК. С возрастанием содержания карбонатов отчетливо видна тенденция занижения значений по данным ОК по сравнению с РФА при сохранении общего тренда (рис. 1). Были рассчитаны средние абсолютные погрешности, из которых следует, что погрешность при измерении общей карбонатности имеет допустимое значение (6,8 %).

После авторами проводилось сопоставление результатов анализов методами ОК и РФА отдельно по минералам – кальциту и доломиту. Для сопоставления были отобраны образцы, содержащие из карбонатных минералов только кальцит и доломит. В результате сравнения выяснилось, что расхождение результатов методов по отдельным карбонатным минералам существенно выше, погрешности измерения кальцита и доломита составляют 13,5 и 16,8 % соответственно. На графике видно (рис. 2), что увеличением

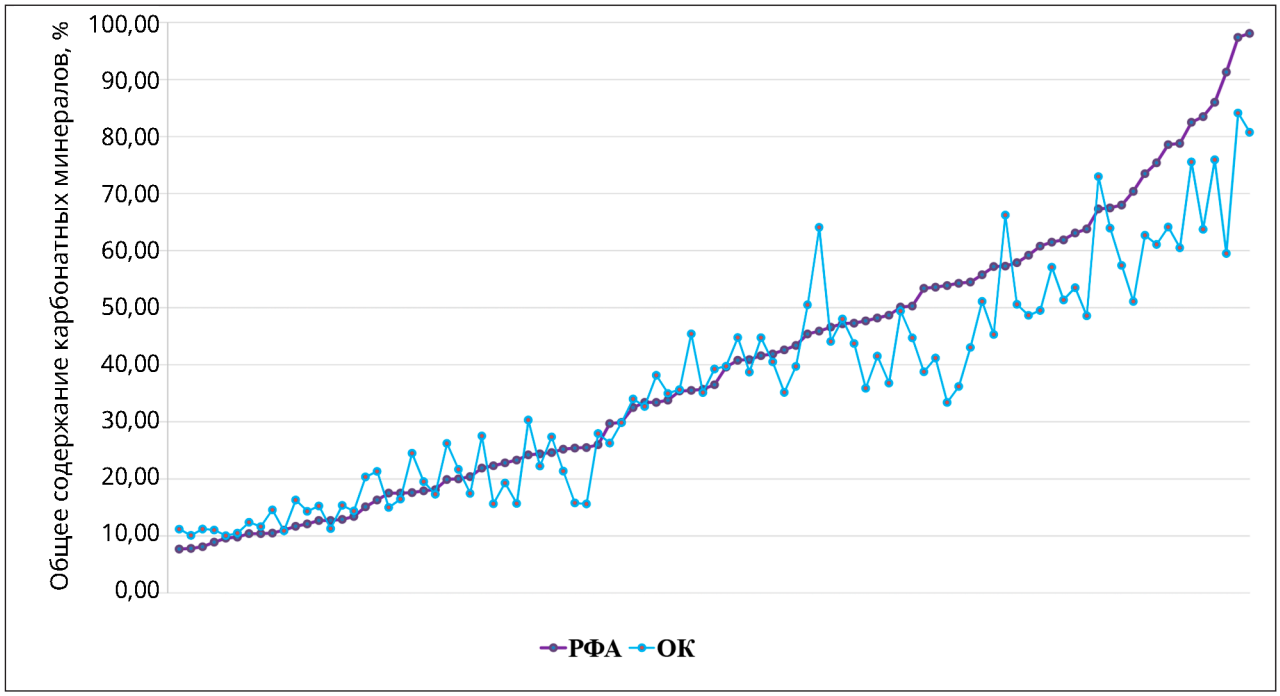



*Рис. 1. Сопоставление общего содержания карбонатных минералов, измеренное методами РФА и ОК*

массовой доли кальцита значения результатов ОК занижаются относительно РФА, в то время как доля доломита завышается, даже при его отсутствии в образцах по данным РФА.

Это связано в первую очередь с механизмом математической обработки результатов общей карбонатности. Поскольку метод основан на разности скорости реакций кальцита и доломита с соляной кислотой, отсчет доломита происходит через 6 секунд от начала реакции, при этом считается, что к этому времени весь кальцит в пробе уже прореагировал. Судя по всему, для высоких содержаний кальцита этого времени недостаточно для полного протекания реакции, и при математической обработке продолжающий реагировать кальцит интерпретируется как доломит.

Наибольший интерес для нас представили образцы, содержащие сидерит по данным РФА. Метод общей карбонатности не учитывает содержание сидерита в пробах, так как считается, что сидерит не реагирует с холодной разбавленной соляной кислотой [2]. При этом, метод ОК показывал в сидеритосодержащих пробах повышенное значение доломита, даже при его отсутствии по результатам РФА. Из литературных данных следует, что растворение сидерита в соляной кислоте все же происходит, но реакция протекает медленно [4, 5]. Нами были сопоставлены измеренные методом ОК содержания доломита с результатами РФА в пробах, где по данным РФА из всех карбонатных минералов содержался только сидерит (рис. 3). При сравнении данных измерений сидеритизированных образцов выяснилось, что значения, полученные методом ОК для доломита сопоставимы с содержаниями в пробах сидерита по данным РФА.

Предположительно, в отобранной для карбонатометрического анализа фракции (<0,1 мм) сидерит способен реагировать с соляной кислотой, вследствие чего давление $CO_2$ повышается, и сидерит интерпретируется в результатах ОК как доломит, так как скорость его реакции с соляной кислотой не так велика, как у кальцита:

$$FeCO_3 + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2O + CO_2\uparrow.$$

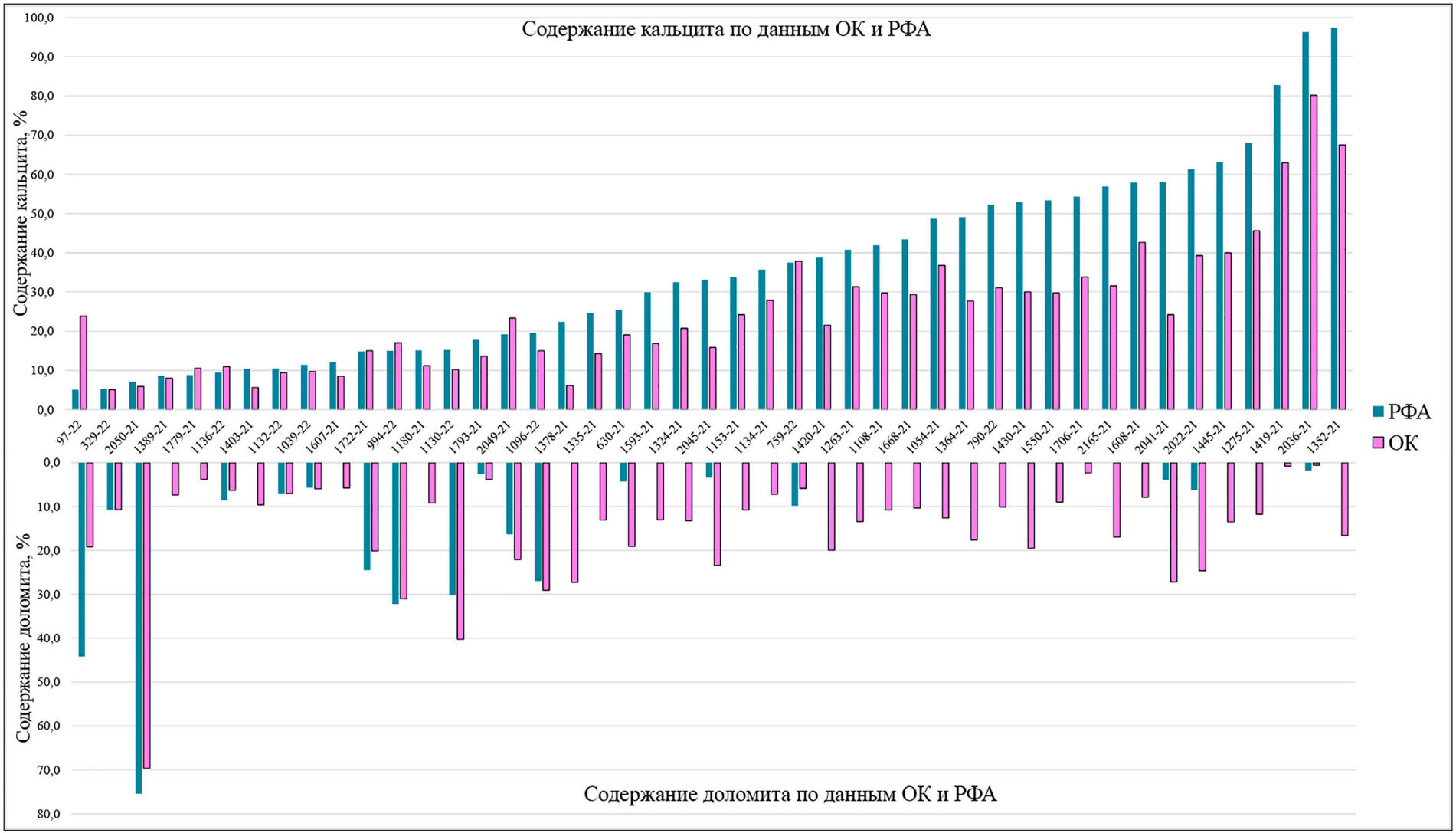



*Рис. 2. Сопоставление содержаний кальцита (верхний график) и доломита (нижний график), измеренных методами ОК и РФА*

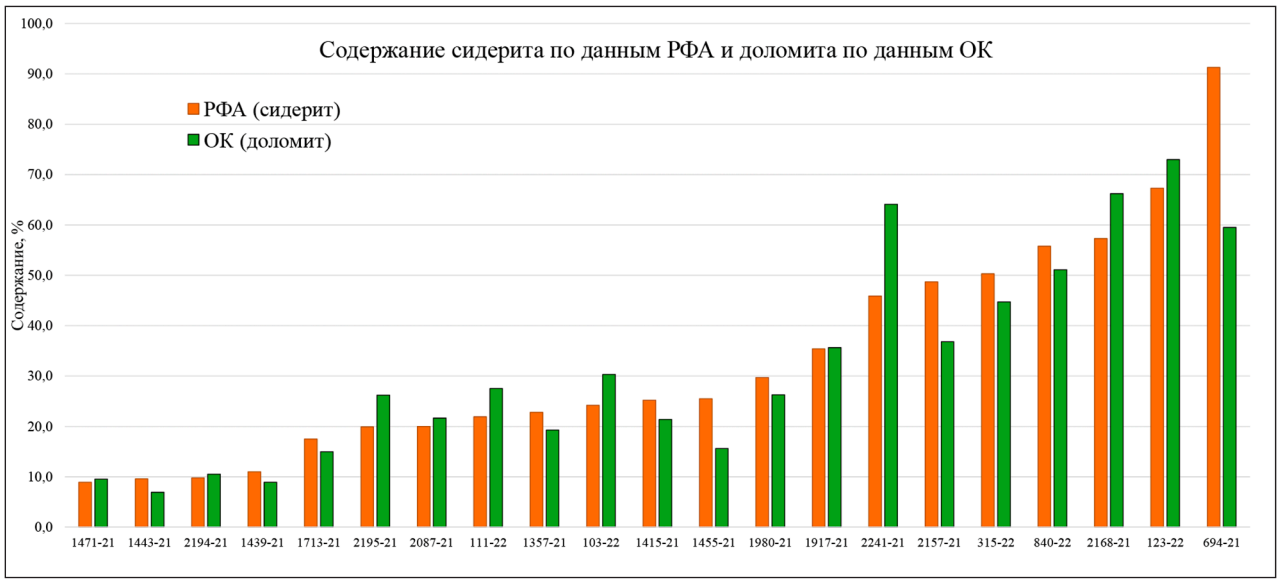



*Рис. 3. Сопоставление содержания сидерита по данным РФА с измеренными значениями доломита методом ОК*

Для доказательства протекания реакции сидерита с соляной кислотой были проанализированы 3 порошкообразные сидеритосодержащие пробы до и после обработки соляной кислотой при комнатной температуре в течении часа. Содержание сидерита значительно уменьшилось (табл. 1), что подтвердило наши предположения.

*Таблица 1*

**Минеральный состав сидеритосодержащих проб до и после обработки кислотой**

| № обр. | Условия | Кварц | Глинистые минералы | Сидерит | Слюда | ПШ | КПШ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 315-22 | Без обработки | 21,0 | 8,5 | 50,3 | 12,7 | 6,0 | 1,5 |
| 133-22 | | 12,4 | 5,5 | 74,3 | 3,5 | - | - |
| 123-22 | | 19,1 | 6,4 | 67,3 | 3,8 | 3,4 | - |
| 315-22 | После обработки | 28,3 | 27,5 | 9,8 | 22,4 | 8,7 | 3,3 |
| 133-22 | | 27,8 | 18,8 | 29,9 | 16,7 | 6,8 | - |
| 123-22 | | 38,8 | 20,5 | 4,6 | 23,4 | 12,7 | - |

## Выводы

Проведенные исследования показали, что при невысоком содержании карбонатных минералов (до 20 %), данные методов РФА и ОК показывают хорошую сходимость результатов. При более высоком содержании увеличение продолжительности реакции влияет на интерпретацию данных при измерении кальцита и доломита в отдельности, что приводит к большим ошибкам.

Поскольку в методе ОК используется мелкая фракция породы, сидерит реагирует с соляной кислотой при комнатной температуре. Так как реакция протекает довольно медленно, вступившая в реакцию часть сидерита интерпретируется как доломит, что необходимо учитывать при обработке данных.

Суммарное значение карбонатных минералов, измеренное методами РФА и ОК показывает хорошую сходимость.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Хамракулов, З. А.** Кинетика разложения доломита соляной кислотой / З.А. Хамракулов, У.Х. Азизова. − Текст : электронный // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. − 2019. − № 7(64). − URL: http://7universum.com/ru/tech/archive/item/7671.

2. **Бучко, И. В.** Методические указания к курсовому проектированию по дисциплине «Кристаллография и минералогия». Часть 2. Сульфаты, карбонаты: Учебно-методическое пособие / И.В. Бучко. − Благовещенск: Издательство АмГУ, 2014. − 46 с. − Текст : непосредственный.

3. **ГОСТ 21153.0-75.** Отбор проб и общие требования к методам физических испытаний = Rocks. Sampling and general requirements for the methods of physical testing : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 25 сентября 1075 г. № 2491-ст: дата введения : 01-07-1976 − Издательство стандартов, 1982. − 3 с. − Текст : непосредственный.

4. **Фролов, В. Т.** Литология: в 3 т. Т. 2: учебное пособие / В.Т. Фролов. − Москва: Издательство МГУ, 1993. − 432 с. − ISBN 5-211-02383-8. − Текст : непосредственный.

5. **Артамонова, И. В.** Сравнительный анализ кинетики растворения карбонатов Ca, Mg, Fe, Mn / И.В Артамонова, И.Г. Горичев, С.М. Крамер. − Текст : непосредственный // Вестник Новгородского государственного университета. − 2017. − №5(103) − С. 57-61.

УДК 550.8.023

# ВЛИЯНИЕ ПРОБОПОДГОТОВКИ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА МЕТОДОМ ЛАЗЕРНОЙ ДИФРАКЦИИ

**Н.В. Немченко[1,2], А.В. Дектерёва[1]**

*[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ», г. Апрелевка*
*[2]Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», г. Москва*

В данной статье рассматривается проблема взаимосвязи результатов гранулометрического анализа методом лазерной дифракции и пробоподготовки образцов горных пород. Проведены работы, в ходе которых было установлено необходимое время обработки образцов соляной кислотой для удаления растворимых компонентов. Также была выявлена необходимость замачивания дезинтегрированной породы в растворе антикоагулянта для предотвращения слипания глинистых (пелитовых) частиц в более крупные размерности. Оценены влияние дополнительного ультразвукового воздействия на суспензию перед измерением и смена оптического коэффициента измерения прибора. В ходе опытных работ авторами была предложена методика пробоподготовки образцов сцементированных терригенных пород для гранулометрического анализа методом лазерной дифракции.

*Литология, гранулометрический анализ, метод лазерной дифракции, терригенные породы, методика, пробоподготовка, дезинтеграция пород*

# IMPACT ROCKS SAMPLES PREPARATION ON THE RESULTS OF GRANULOMETRIC ANALYSIS BY LASER DIFFRACTION METHOD

**N.V. Nemchenko[1,2], A.V. Dektereva[1]**

*[1]Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (FSBI «VNIGNI»), Aprelevka Branch, Aprelevka,*
*[2] Lomonosov Moscow State University, Moscow*

This article discusses the problem of the correlation between the results of granulometric analysis by laser diffraction and sample preparation of rock samples. Work was carried out, during which the necessary time for reacting samples with hydrochloric acid for remove soluble components was established. It was also identified the need to soak the disintegrated rock in an anticoagulant solution to prevent clay (pelitic) particles from sticking together into larger dimensions. The effect of additional ultrasonic treatment on the suspension before measurement and the change in the optical coefficient of measurement of the instrument were evaluated. In the during of experimental work, the authors proposed a method for sample preparation of samples of cemented terrigenous rocks for granulometric analysis by laser diffraction.

*Lithology, granulometric analysis, method of laser diffraction, terrigenous rocks, methodology, sample preparation, rock disintegration*

## Введение

Осадочные терригенные породы и продукты их разрушения состоят из зерен отдельных минералов и обломков пород, находящихся между собой в связанном или не связанном состоянии. Размеры, форма и степень окатанности составных частей пород могут изменяться в самых широких пределах. Размер зерен частиц — является одной

из важнейших характеристик осадка и осадочных горных пород. Гранулометрический состав пород является основой для их классификации, дает важные сведения о происхождении осадка, истории переноса и условиях осаждения [1]. За десятки лет развития гранулометрического анализа было предложено много методов и способов его производства, однако до сих пор всё же не имеется универсального метода, позволяющего анализировать терригенные породы. Если порода рыхлая, ее можно сразу, без предварительной подготовки, пускать в анализ, для таких пород прописаны государственные стандарты измерений (ГОСТ 12536-214) — распространяется на дисперсные песчаные и глинистые грунты и определяет методы (ситовой, ареометрический, пипеточный) и средства их измерения. Однако часто необходимо произвести отмывку глины, если ее много, или очищать поверхность зерен от железистых и других рубашек, которые в дальнейшем могут мешать изучению гранулометрического состава. Еще большее значение для анализа имеет подготовка сцементированных пород (песчаников, песчанистых известняков и др.), она заключается в удалении цемента и искусственной дезинтеграции породы до состояния сыпучего песка [7]. Для современного метода изучения гранулометрического анализа методом лазерной дифракции существует государственный стандарт только для дисперсного состава аэрозолей и взвесей (ГОСТ Р 8.777-2011), методики подготовки терригенных, в частности, сцементированных пород для этого типа анализа на данный момент нет. В представленной работе освещаются результаты экспериментов по пробоподготовке сцементированных горных пород к гранулометрическому анализу методом лазерной дифракции, производимому на двух лазерных анализаторах размерности частиц Horiba LA-960 и Horiba LA-950A (Япония) в Научно-аналитическом центре филиала Апрелевского отделения ФГБУ ВНИГНИ. Для классификации по фракционному составу в этой работе используется стандартный набор фракций, образующих геометрическую прогрессию со знаменателем равным 1,25, опорными числами этого ряда являются 4; 0,4 и 0,04 мм, интервалы между которыми разделены на 10 частей. Несомненным преимуществом этого набора является не только его высокая дробность, но и соответствие границам десятичной классификации, выработанной комиссией по осадочным породам при Академии наук СССР в 1938 г., в которой используются привычные размеры как 2,0; 1,0; 0,5; 0,25; 0,10 и 0,05 мм. Это дает возможность легко сопоставлять результаты, полученные разными методами [5].

## Материалы и методы

Большую популярность приобретает метод лазерной дифракции для определения размера частиц. В основе данного метода лежит принцип отклонения лазерного луча на разные углы при отражении от частиц разного размера, угол рассеивания света пропорционален размеру частицы. Так как каждый индивидуальный размер частиц локализует определенный угол рассеивания, который зависит не только от размера частицы, но и от коэффициента преломления на границе жидкость-частица, расшифровка дифракционной картины позволяет рассчитать гранулометрический состав. Метод лазерной дифракции имеет существенные преимущества, такие как значительное сокращение времени проведения анализа до 1-3 минут, возможность определения фракционного состава как частиц, так и микроагрегатов, возможность использовать малое количество образца (от 10 мг до 5 г) [2], высокая точность измерений, расширенные возможности для интерпретации полученных данных: графики, таблицы, модели, которые могут быть использованы для дальнейшей интерпретации, широкий диапазон измеряемых значений от 1 до 3000 мкм, частота измерений – до 5000 измерений в секунду [2]. Однако, этот метод не лишен некоторых недостатков – лазерная дифрактометрия чувствительна к форме частиц, и поскольку форма некоторых частиц в природных грунтах далека от

сферы, их несферичность вносит существенный вклад в результаты измерений. Минералогия частиц (прозрачность, цвет) также влияет на индекс преломления луча света, что сказывается на результатах расчета их диаметра. Часто возникают сложности с обеспечением представительности пробы, связанной с необходимостью малого количества исследуемого образца для анализа. Тем не менее метод лазерной дифракции очень информативен и представляет большой интерес для литологии осадочных пород.

Для исследования отобраны 50 образцов горных пород массой 100-150 г, которые представляли разные литотипы терригенных пород (от аргиллитов до разнозернистых песчаников). Породы имели как глинистый, так и карбонатный цемент, причём соотношение цемента и терригенной основы было различным. Для всех образцов предварительно было сделано макроописание, был произведен минералогический анализ рентгеноструктурным методом (с применением рентгеновского дифрактометра ARL X'TRA), измерено содержание общей карбонатности (с применением автоматического кальциметра СМП-КА), были произведены шлифы и изучены структурные особенности пород в них.

В ходе эксперимента сопоставимость и контроль результатов осуществлялись при помощи метода РФА, карбонатометрии, подсчетом дезинтегрированных после кислоты проб под бинокуляром, измерением гранулометрического состава в шлифах линейным методом случайного среза при помощи программы «Керн С7 Панорама» с дальнейшим применением поправочных коэффициентов, исключающих эффект срезания [8], а также проведением гранулометрического анализа ситовым и пипеточным методом для некоторых проб (согласно ГОСТ 12536-2014).

Перед экспериментом образцы были подроблены на щековой дробилке ЩД-6М до крупности 4-6 мм для исключения эффекта перетирания зерен, после этого измельченные пробы прошли спирто-бензольную экстракцию в аппарате Сокслета для удаления возможных битумов. Перед измерением проба квартовалась и выбиралась навеска массой 5 г – оптимальная навеска для 3-х измерений. Установочное значение коэффициента пропускания: 80-40 %, поскольку при слишком высокой концентрации пробы появляется многократное рассеяние, которое ухудшает точность измерений [2].

## Эксперимент

Выполнены работы для установления оптимальных требований пробоподготовки образцов пород к анализу (> 300 измерений), а именно — удаление 10%-ным раствором соляной кислоты карбонатных (кальцита, доломита, сидерита) и прочих компонентов из проб песчаников, алевролитов, аргиллитов с различным количественным и минеральным соотношением.

Решались задачи влияния антикоагуляционного раствора (7 % раствор триполифосфата натрия $Na_5P_3O_{10}$) на результаты определения глинистых фракций; влияния перемешивания анализируемой суспензии магнитной мешалкой на результат анализов; влияния предварительного ультразвукового воздействия на степень слипания частиц в исследуемой пробе; влияния оптических параметров прибора, выставления различных коэффициентов преломления на результаты измерений.

## Результаты и обсуждения

А) **Влияние выдержки проб в растворе соляной кислоты на результаты растворения карбонатного цемента**. Проведен ряд экспериментов по удалению карбонатных минералов, контроль растворения минералов осуществлялся с помощью рентгенофазового анализа (115 измерений) и измерений общей карбонатности (115 измерений) каждый

Содержание карбонатной компоненты в пробах по данным РФА

| Лаб. номер | Calcite | Dolomite | Siderite |
|---|---|---|---|
| 31-22 | 0 | 33.4 | 0 |
| 97-22 | 5.1 | 44.2 | 5.2 |
| 630-21 | 25.4 | 4.3 | 3.7 |
| 1974-21 | 0 | 0 | 15.9 |
| 1134-21 | 35.7 | 0 | 0 |
| 2246-21 | 0 | 0 | 21.0 |

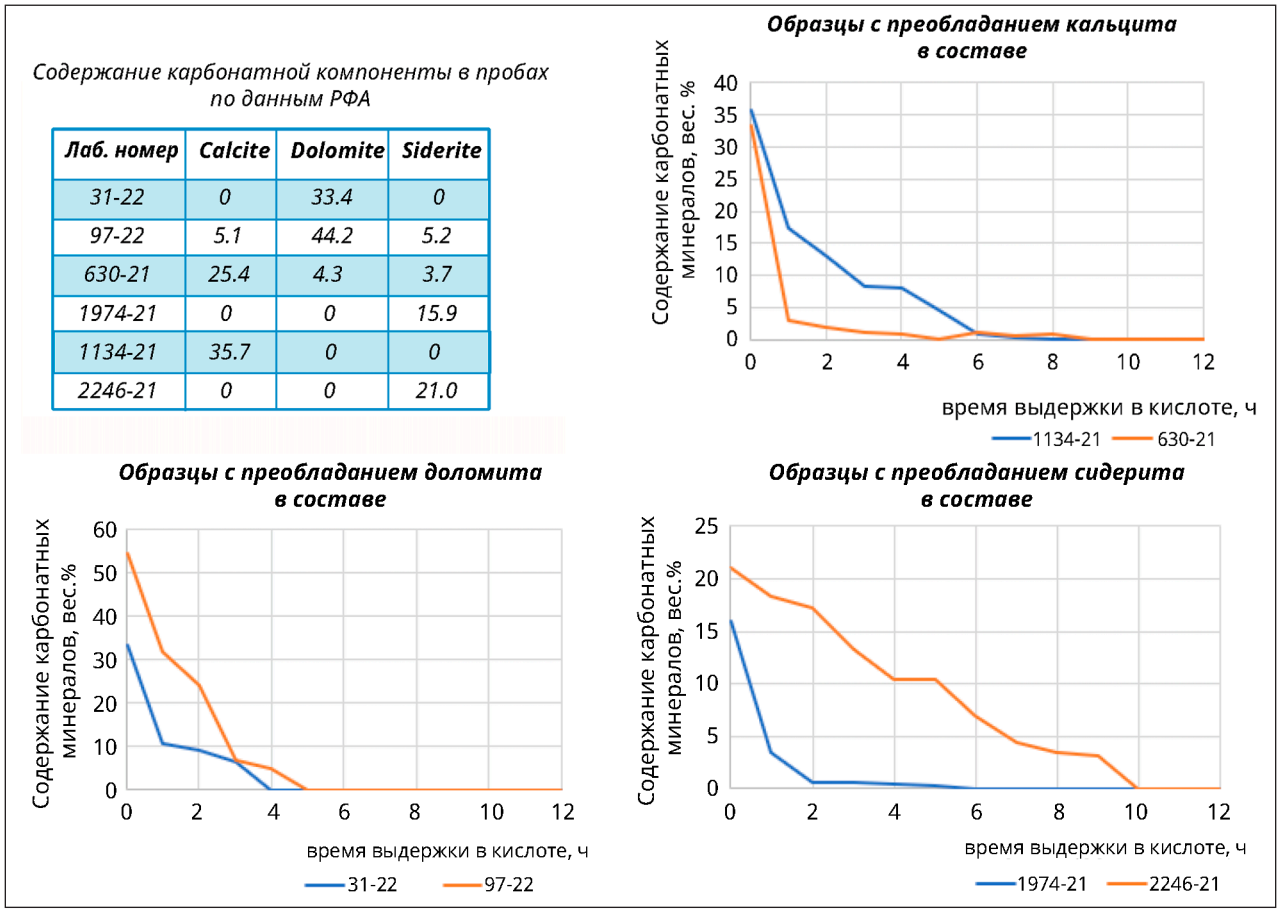



*Рис. 1. Зависимость изменения карбонатных минералов в некоторых пробах в зависимости от времени выдержки в 10%-ном растворе соляной кислоты*

час (максимальное время выдержки составляло 24 часа), в результате которого удалось выявить оптимальное время выдержки проб в 10%-ном растворе соляной кислоты (рис. 1).

Серией экспериментов было установлено, что для проб с содержанием карбонатов (кальцита, доломита, сидерита) в любых соотношениях не более 50 % достаточно 10 часов, чтобы полностью разложиться.

Основные трудности связаны с удалением цемента и возможно более полной дезинтеграцией породы без разрушения нестойких химически (карбонаты, фосфаты и др.) и слабых механически (глауконит, обломки эффузивов, глинистых и других пород и выветрелых зерен) обломков. Применение соляной и более сильных кислот имеет тот недостаток, что при этом разрушается ряд минералов — апатит, некоторые пироксены и амфиболы, хлориты [6, 7].

Б) **Влияние антикоагулянтного раствора на результаты измерений.** Произведены измерения суспензий разных литотипов пород с применением антикоагулянтного раствора и без него (максимальное время выдержки суспензии пробы в растворе 24 часа) (табл. 1).

При добавлении антикоагулянта увеличивается количество пелитовой и алевритовой фракции для аргиллитов и алевролитов. Особенно наглядно это показано на пробе № 1483-21, где тонкозернистая (0,1-0,05) и алевритистая (0,05-0,01) фракции в количестве 8,4 и 58,26 % соответственно, после выдерживания в антикоагулянтном растворе полностью перешли в пелитовую.

*Таблица 1*

**Результаты влияния антикоагулянтного раствора на результаты измерений в различных литотипах**

| № обр. | Литотип | Условия пробоподготовки | >2 | 2-1 | 1-0,5 | 0,5-0,25 | 0,25-0,1 | 0,1-0,05 | 0,05-0,01 | 0,01-0,005 | <0,005 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 97-22 | алевролит глинистый | без антикоагулянта | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 3,74 | 61,20 | 25,06 | 9,87 |
| | | с антикоагулянтом | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,52 | 59,34 | 26,90 | 13,24 |
| 1047-21 | песчаник средне-мелкозернистый | без антикоагулянта | 0,00 | 0,00 | 0,27 | 15,16 | 48,47 | 6,24 | 20,02 | 8,58 | 1,26 |
| | | с антикоагулянтом | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 14,13 | 46,51 | 5,95 | 22,40 | 9,69 | 1,25 |
| 1354-21 | аргиллит алевритовый | без антикоагулянта | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 55,58 | 41,54 | 2,88 |
| | | с антикоагулянтом | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 43,72 | 41,57 | 14,71 |
| 1480-21 | песчаник мелко-тонкозернистый алевритистый | без антикоагулянта | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 7,29 | 36,44 | 31,79 | 20,27 | 4,16 |
| | | с антикоагулянтом | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,21 | 39,06 | 32,22 | 20,80 | 3,71 |
| 1483-21 | аргиллит алевритистый | без антикоагулянта | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 8,40 | 58,26 | 1,12 | 32,22 |
| | | с антикоагулянтом | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,35 | 96,65 |

Добавление триполифосфатата натрия к пробам песчаника не оказывает существенного влияния на результат гранулометрического анализа, поскольку частицы песчаника не агрегируют в более крупные агломераты.

С целью выяснения возможного фонового вклада в результаты измерений самого антикоагулянта, было проведено измерение «чистого» раствора триполифосфата натрия. Результат оказался отрицательным. Никакого вклада чистый раствор в результаты анализа не вносит. Также проведены контрольные измерения стандартного образца полистирола с известной размерностью частиц 1,030±0,11 мкм и фоновое измерение раствора триполифосфата натрия для выявления влияния последнего на кривую распределения – результат оказался отрицательным (рис. 2).

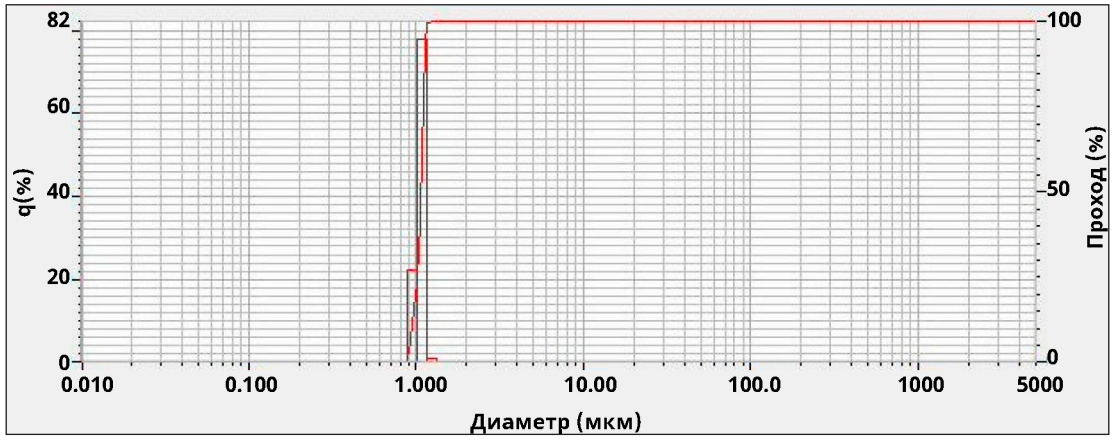



*Рис. 2. Измерение стандартного образца с раствором антикоагулянта*

В) **Влияние предварительного ультразвукового воздействия на пробу.** Произведены измерения суспензий с предварительной выдержкой пробы в ультразвуковой ванне при максимальной мощности ультразвукового воздействия и без неё (максимальное время выдержки 15 минут) (табл. 2). Выявлена тенденция к смещению распределения фракций в сторону меньших размерностей для алевролитов и аргиллитов. Для песчаных пород существенных изменений не обнаружено.

*Таблица 2*

**Результаты измерения проб с предварительным ультразвуковым воздействием и без него**

| № обр. | | >2 | 2-1 | 1-0,5 | 0,5-0,25 | 0,25-0,1 | 0,1-0,05 | 0,05-0,01 | 0,01-0,005 | <0,005 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 97-22 | с УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 1,94 | 2,86 | 33,57 | 19,02 | 22,36 |
| | без УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,52 | 59,34 | 26,90 | 13,24 |
| 1047-21 | с УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,45 | 14,77 | 44,31 | 8,88 | 17,42 | 12,42 | 1,76 |
| | без УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 14,13 | 46,51 | 5,95 | 22,40 | 9,69 | 1,25 |
| 1354-21 | с УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 23,98 | 57,18 | 18,84 |
| | без УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 43,72 | 41,57 | 14,71 |
| 1480-21 | с УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,28 | 14,53 | 29,79 | 26,05 | 24,02 | 5,32 |
| | без УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,21 | 39,06 | 32,22 | 20,80 | 3,71 |
| 1483-21 | с УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,28 | 96,72 |
| | без УЗВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,35 | 96,65 |

Г) **Влияние воздействия магнитной мешалки на результаты анализа.** Стакан с пробой подвергался размешиванию в магнитной мешалке на скорости 1400 об./мин. Схема отбора была следующей – пипеткой трижды отбиралась проба из стакана со средней глубины. Отобранные пипеткой пробы сливались в лазерный анализатор размерности частиц и анализировались. Для каждого образца проводилось по три измерения (согласно схеме отбора проб), среднее из трех измерений и является результатом одной пробы.

*Таблица 3*

**Результаты измерения проб с использованием магнитной мешалки и без неё**

| № обр. | № измер. | Без мешалки (вручную) | | | С мешалкой | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | среднее | медиана | станд. отклон. | среднее | медиана | станд. отклон. |
| **97-22** | 1 | 17,70 | 14,44 | 7,37 | 20,51 | 15,67 | 2,09 |
| **97-22** | 2 | 21,20 | 16,59 | | 18,73 | 15,26 | |
| **97-22** | 3 | 31,84 | 20,88 | | 16,35 | 13,75 | |
| **1047-21** | 1 | 152,40 | 126,73 | 15,02 | 123,19 | 111,15 | 4,34 |
| **1047-21** | 2 | 182,23 | 161,32 | | 121,09 | 115,73 | |
| **1047-21** | 3 | 170,36 | 154,17 | | 129,44 | 123,87 | |
| **1354-21** | 1 | 13,50 | 9,15 | 1,68 | 13,72 | 9,55 | 0,39 |
| **1354-21** | 2 | 16,36 | 13,63 | | 13,08 | 8,97 | |
| **1354-21** | 3 | 16,43 | 13,53 | | 13,01 | 8,92 | |
| **1480-21** | 1 | 70,21 | 61,22 | 19,76 | 45,23 | 35,87 | 1,96 |
| **1480-21** | 2 | 61,68 | 55,69 | | 47,79 | 37,28 | |
| **1480-21** | 3 | 32,52 | 19,09 | | 49,08 | 43,31 | |
| **1483-21** | 1 | 4,30 | 2,30 | 28,89 | 4,30* | 2,30* | 0,00 |
| **1483-21** | 2 | 54,33 | 59,62 | | 4,30 | 2,30 | |
| **1483-21** | 3 | 4,29 | 2,30 | | 4,30 | 2,30 | |

Как видно из данных таблицы 3, при использовании магнитной мешалки значения среднего и медианного размеров трех параллельных измерений имеют лучшую воспроизводимость, в отличии от результатов, полученных при перемешивании стеклянной

палочкой, поскольку невозможно добиться одинакового взмучивания частиц. Это особо заметно на образцах песчаника (обр. № 1047-21, 1480-21), поскольку при дезинтегрировании средне- и мелкозернистых песчаников получаемая суспензия неоднородна (крупные зерна быстрее оседают), в отличии от суспензии, получаемой из аргиллитов или мелкозернистых алевролитов.

Таким образом, на основании полученных результатов, делается вывод, что для получения более хорошей воспроизводимости результатов, отбор пробы суспензии для анализа необходимо осуществлять с использованием магнитной мешалки.

Д) **Измерения суспензий проб различных литотипов с изменением оптических параметров прибора (показатель преломления n=0,6; 2,0; 2,9; 4,1)**. Как уже говорилось ранее, в основе метода лазерной дифракции для определения размера частиц лежит принцип отклонения лазерного луча на разные углы при отражении от частиц разного размера. И, в качестве одного из параметров установки при анализе, используется коэффициент преломления, зависящий от материала частицы. Минеральный состав измеряемых проб не обладает большим разнообразием. Это в основном кварц, полевые шпаты, слюдистые и глинистые минералы – мусковит, биотит, каолинит, монтмориллонит, гидрослюды, хлорит. Реже другие минералы. Показатели преломления породообразующих силикатов лежат в пределах 1,7-1,8 до 1,68, в зависимости от структуры кристаллической решетки и химического состава. В библиотеке программного обеспечения к лазерному анализатору имеется широкий выбор показателей преломления для анализа. С целью выяснения влияния установленных на приборе показателей преломления на результаты анализов были проведены измерения проб с установлением показателя преломления *n=0,6 (Cu); 2,0 (ZnO); 2,9 ($Fe_2O_3$); 4,1 (Ge)* (рис. 3).

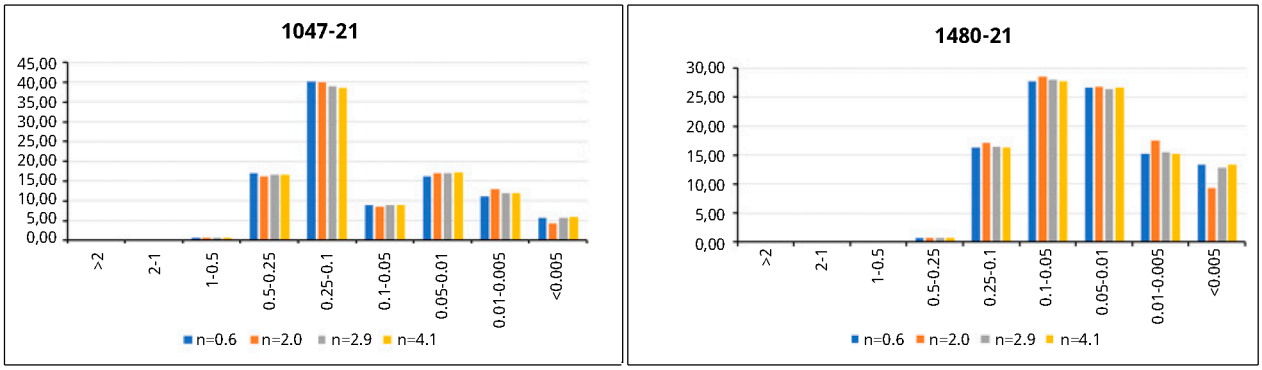



*Рис. 3. Гистограммы изменения соотношений фракций в зависимости от показателя преломления для проб 1047-21 и 1480-21*

Стандартные отклонения песчаных фракций при этом (от 2-1 мм до 0,1-0,05 мм) – не превышают 0,38 %. Стандартные отклонения алевритов (0,05-0,01 мм) изменяются от 0,71 до 2,9 %. В пелитовых фракциях (0,01 мм и меньше) — от 0,73 до 3,5 %, причем заметно выделяются анализы с установленным показателем преломления 2.0.

Особой зависимости между показателем преломления и результатами анализа не установлены. Имеющиеся различия несущественны.

Е) **Сходимость и воспроизводимость результатов** проверялась при повторном измерении проб на двух лазерных анализаторах размерности частиц Horiba LA-960 и Horiba LA-950A (Япония), сравнении результатов измерений ситовым методом, по петрографическим данным и подсчётом дезинтегрированных проб под бинокуляром (рис. 4).

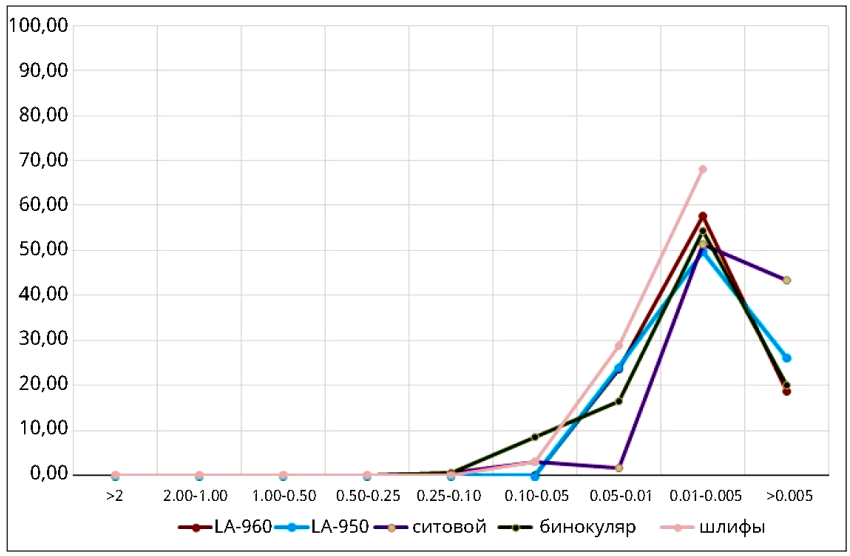



*Рис. 4. Сходимость результатов на примере пробы 1354-21*

В целом можно сделать вывод, что наиболее четкая корреляция прослеживается с данными, полученными при прямом замере зерен при помощи стереомикроскопа. Это объясняется единым параметром измерения – физическим размером зерна, в отличии, в частности, от ситового анализа.

## Выводы

В результате проведенных работ установлено:

1. Для проб, не содержащих сидерит и анкерит, достаточно выдержки пробы в 10%-ном растворе HCl в течении 4 часов, чтобы удалить карбонатные минералы; для проб с низким содержанием сидерита и анкерита (менее 15 вес. %), достаточно 6 часов выдержки породы в кислоте для полного удаления карбонатных минералов; для проб с содержанием карбонатов (кальцита, доломита, сидерита) в любых соотношениях не более 50 % достаточно 10 часов для полного удаления карбонатной компоненты.

2. Добавление в пробу 7 % раствора триполифосфата натрия в качестве антикоагулянта позволяет в алевролитах и аргиллитах разделить алевритовые и пелитовые частицы и получить более корректные результаты гранулометрического анализа в области мелких фракций; в песчаниках установлено, что добавление антикоагулянта не влияет на результаты гранулометрического состава.

3. Для хорошей воспроизводимости результатов отбор пробы суспензии для анализа необходимо осуществлять с использованием магнитной мешалки.

4. Ультразвуковое воздействие на пробу оказывает влияние на её фракционный состав: в песчаниках установлено, что с УЗ отмечается небольшое увеличение пелитовой и алевритовой фракций; в алевролитах и аргиллитах отмечается сокращение псаммитовой фракции и общая направленность распределения в сторону алевритовой и пелитовой фракций.

5. Четкой зависимости между показателем преломления и результатами анализа не установлено.

**Работа выполнена в рамках Государственного задания на 2022 г. № 049-00014-22-01.**

ЛИТЕРАТУРА

1. **Blott, S. J.** Particle size analysis by laser diffraction / S.J. Blott, D.J. Croft, K. Pye, S.E. Saye, H.E. Wilson // Geological Society, London, Special Publications. – 2004. – Vol.232. – P. 63-73.

2. **Horiba ltd.** Руководство по эксплуатации Лазерный дифракционный анализатор гранулометрического состава частиц LA-960 : дата введения 2013-08-01.

3. **ГОСТ 12536-2014.** Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава = Soils. Methods of laboratory granulometric (grain-size) and microaggregate distribution: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и внесен техническим комитетом по стандартизации ТК 465 «Строительство» от 5 декабря 2014 года № 46-ст: дата введения: 01-07-2015. – Стадартинформ. 2019. – 19 с. – Текст : непосредственный.

4. **ГОСТ Р 8.777-2011.** Дисперсный состав аэрозолей и взвесей. Определение размеров частиц по дифракции лазерного излучения = State system for ensuring the uniformity of measurements. Disperse composition of aerosols and suspensions. Determination of particle size by laser diffraction: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и внесен Приказом Федерального агенства по техническому регулированию и метрологии от 13 декабря 2011 № 1122-ст. – Стандартинформ, 2019. – 8 с. – Текст : непосредственный.

5. **Гудок, Н. С.** Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учеб. пособие для вузов / Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – С. 30-31. – ISBN 978-5-8365-0298-0.– Текст : непосредственный.

6. Методические указания по дробному гранулометрическому анализу седиментационным способом. / К.К. Гостинцев (ответственный редактор); Министерство геологии СССР. – Ленинград: ВНИГРИ. – 1989. -–181 с.

7. **Фролов, В. Т.** Руководство к лабораторным занятиям по петрографии осадочных пород / В.Т Фролов. – Москва: Изд. Московского университета, 1964. – 312 с.

8. **Шванов, В. Н.** Песчаные породы и методы их изучения (распространение, структуры, текстуры) / Шванов В.Н. – Ленинград: Изд. «НЕДРА» Ленинградское отделение, 1969. – 243 с.

УДК 550.8.012

# РАЗРАБОТКА НОВОЙ МЕТОДОЛОГИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ГЛУБИННЫХ ИНТЕРВАЛАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА – ОСНОВА СТРАТЕГИЧЕСКОГО РЕЗЕРВА НЕФТЕДОБЫЧИ РОССИИ

**К.С. Иванов[1], А.А. Качкин[2], М.Ф. Печеркин[3], В.Б. Писецкий, С.А. Рыльков[4], А.Г. Талалай[4]**

*[1] Институт геологии и геохимии им. акад. А. Н. Заварицкого УрО РАН, Екатеринбург;*
*[2] Отдел планирования геологоразведочных работ ООО «Лукойл-Западная Сибирь», г. Когалым;*
*[3] ООО «Тюменский институт нефти и газа», г. Тюмень;*
*[4]ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет»*

Рассматривается проблема перспективности углубленных геохимических, литологических и флюдодинамических исследований осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирского мегабассейна, что расширяет перспективы ресурсной базы этого региона в целом и его отдельных районов.

*Осадочный чехол, доюрский комплекс, керн, геодинамика, флюидодинамика*

# DEVELOPMENT OF A NEW METHODOLOGY FOR FORECASTING OIL AND GAS RESERVES IN DEEP INTERVALS OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN IS THE BASIS OF RUSSIA'S STRATEGIC OIL PRODUCTION RESERVE

**K.S. Ivanov[1], A.A. Kachkin[2], M.F. Pecherkin[3], V.B. Pisetsky, S.A. Rylkov[4], A.G. Talalai[4]**

*[1]Institute of Geology and Geochemistry named after Academician A. N. Zavaritsky UrO RAS, Ekaterinburg*
*[2]Geological Exploration Planning Department of Lukoil-Western Siberia LLC, Kogalym*
*[3] yumen Institute of Oil and Gas LLC, Tyumen*
*[4]Ural State Mining University, Ekaterinburg*

The problem of prospects for in-depth geochemical, lithological and fluid-dynamic studies of the sedimentary cover and basement of the West Siberian megabasin is considered, which expands the prospects for the resource base of this region as a whole and its individual regions.

*Sedimentary cover, pre-Jurassic complex, core, geodynamics, fluid dynamics*

*Памяти В.П. Алексеева, И.И. Нестерова и Ю.Н. Федорова*

Раннемезозойский ($T_3$-$J_2$) нижнеплитный комплекс отложений осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (ЗСП) является наиболее сложнопостроенной и наименее изученной частью разреза Западно-Сибирского осадочного мегабассейна. В то же время этот комплекс содержит до 25-30 % общих ресурсов нефти и газа, включая большую часть нераспределенного фонда залежей. Исходя из общих представлений о геологической истории платформенного развития ЗСП, ловушки углеводородов в данном комплексе будут в значительной степени литологическими. Здесь практически не

приходится ожидать простых купольных антиклинальных структур (чей фонд в настоящее время вообще существенно исчерпан). Все это затрудняет эффективное использование сейсморазведочных методов и одновременно повышает роль детальных литологических исследований, применение которых в настоящее время весьма ограничено по ряду объективных и субъективных причин.

На обширной территории развития нижнеплитного комплекса достаточно уверенно выделяются три крупных области, с преобладанием морских (северная, Ямало-Гыданская), континентальных (южная, Обь-Иртышская) и переходных, прибрежно-бассейновых (средняя, Обь-Тазовская) отложений. Стратиграфическое расчленение комплекса в условиях его палеонтологической «немоты» продолжает оставаться объектом активных дискуссий. Однако, валидность объемов тюменской ($Ю_{2-9}$) и шеркалинской ($Ю_{10-12}$) свит не вызывает принципиальных возражений, по меньшей мере, для юго-запада ЗСП.

«Прямые» попытки использования традиционных для нефтегазовой литологии методов, включая геофизические (сейсморазведка, ГИС), показывают низкую эффективность при изучении сложнопостроенных терригенных внутриконтинентальных отложений. В этом плане намного предпочтительнее выглядят должным образом организованные генетические, литолого-фациальные исследования. Последние апробированы на материале многих одновозрастных ($T_3$-$J_2$) угленосных толщ, обрамляющих ЗСП (Северо-Сосьвинский, Челябинский, Тургайский, Майкубенский, Канско-Ачинский бассейны).

Методика литолого-фациальных исследований, разработанная на материале угленосных отложений, нуждается в существенном пересмотре при ее трансляции на нефтегазоносные толщи. Это определено принципиально иным объектом практического значения (песчаные коллекторы вместо угольных пластов). Вместе с тем, сохранение принципиальных уровней диагностируемых геологических тел: слой – литоциклы (циклиты) разных порядков – формация, позволяет строить соответствующие модели разного объема и назначения. Их применение в практике нефтегазопоисковых и разведочных работ позволит создать надежную геолого-структурную основу для оценки известных и прогноза новых залежей углеводородного сырья. В особенности это относится к ловушкам литологического, стратиграфического и комбинированного типов, наиболее характерных для нижнеплитного комплекса ЗСП.

Важным аспектом данного исследования может явиться его прикладная направленность. Существование в отложениях нижней и средней юры крупных зон нефтенакопления (Талинское месторождение, залежи Красноленинского свода) доказывает высокую перспективность континентальной угленосной толщи в пределах Западно-Сибирского мегабассейна. Проводимые в течение последних 20 лет поисковые работы на этот объект практически не увенчались результатом. Это ещё раз говорит о необходимости выработки новой методологии прогноза залежей углеводородов в данном стратиграфическом комплексе, опирающейся на результаты новых методов и методик изучения осадочных толщ.

Нефтехимия осадочных толщ за последнее десятилетие заметно продвинулась вперед, что не может не сказаться на результатах всего комплекса нефтегеологических исследований. Однако на объектах Западной Сибири использование современных аналитических методов, без которых сейчас нельзя представить ни одно законченное геологическое исследование, по ряду причин отстает от общемировых тенденций. Необходимо существенно заполнить этот пробел и наполнить геолого-геофизические модели внутренним геохимическим содержанием, что может привести к нетрадиционным выводам и новым решениям при выделении нефтеперспективных зон и объектов в нижних горизонтах осадочного чехла и кристаллического фундамента Западно-Сибирского мегабассейна.

**Основной целью работы** является выделение новых перспективных участков и зон для поиска залежей углеводородов в отложениях нижних горизонтов осадочного чехла и фундамента в рамках государственных программ изучения, производства и освоения ресурсов углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Поставленная цель достигается посредством построения ряда прогнозных моделей как всего мегабассейна в целом, так и отдельных его регионов в частности. Исходя из позиций системного подхода, и прежде всего четкого понимания масштабного уровня изучаемых объектов, предусматривается создание моделей:

– слоя (коллектора) для разных обстановок осадконакопления (фаций), на основании комплекса признаков, характеризующих породу; в том числе с применением формализуемых методов многомерной статистики (кластерный, факторный анализы);

– литоциклов (циклитов) I-III порядков, как комплексов пород, связанных направленностью смены фаций;

– отдельных фрагментов (полигонов) стратиграфического разреза нижнеплитного комплекса ЗСП и конкретных площадей Обь-Иртышской и Обь-Тазовской площадей;

– флюидодинамических процессов в интервалах осадочного чехла и фундамента с учетом нестационарного геодинамического режима бассейна.

Для всех разноуровневых моделей предусматривается тесная взаимоувязка с данными каротажа (ГИС) и результатами гидродинамических испытаний скважин. В отличие от известной методики В.С. Муромцева она базируется на комплексе устанавливаемых признаков, среди которых, наравне с гранулометрическим составом пород, главенствующим является текстурная характеристика, отражающая изменение гидродинамики среды. Предусматривается увязка предлагаемых прогнозно-геологических моделей с моделями сейсмофаций (отражающих горизонтов – с границами литоциклов; реперными слоями или группами слоев и др.). Это будет важно для территорий с блоковым строением фундамента, резко выраженного для нижней границы орточехла (горизонт А), и «просвечивающегося» вплоть до горизонта Т.

Выделение комплексов слоев – литоциклов – по направленности смены фаций дает возможность однозначной корреляции сложнопостроенных внутриконтинентальных отложений даже в условиях их резкой фациальной неоднородности. Надежность коррелируемости отложений зависит от набора фаций и контролируется порядковостью выделяемых литоциклов (ЛЦ). Элементарные ЛЦ (1-го порядка) толщиной 5-15 м обычно коррелируются в пределах отдельных месторождений или их участков, а ЛЦ второго и особенно третьего порядков (25-100 м) прослеживаются на расстояния до нескольких десятков километров (внутрирайонная корреляция).

Создание литолого-фациального «каркаса» изучаемых территорий разного размера даст возможность установить приуроченность песчаных продуктивных горизонтов (коллекторов) к соответствующим частям литоциклов, а также в плане – к блокам разной фрактальности. Кроме того, что в зависимости от набора фаций они могут занимать различное положение в них (вплоть до полярного), при прослеживании на площади коллекторы имеют характер скольжения по разрезу, в соответствии с законом Н.А. Головкинского, фиксируясь в краевых частях блоков разного размера. Данное явление, характерное для нижнемеловых отложений Среднего Приобья (клиноформы), будет иметь принципиальное значение при изучении коллекторов верхней части тюменской свиты ($Ю_2$, $Ю_3$) на большей части территории ЗСП [1-3].

Накопленный фактический материал по нижнеплитному комплексу ЗСП дает объективную возможность оценить намечающуюся инверсию характера литоциклов крупных порядков в направлении с юга на север. Предположительно она заключается в «опесчанивании» их верхних горизонтов в данном векторе, что позволит существенно

повысить потенциальные ресурсы УВ-сырья глубокозалегающих горизонтов Ямало-Гыданской нефтегазоносной области.

Весьма важной представляется оценка скрытых перерывов в осадконакоплении (диастем), которая возможна в результате полученных сведений. Оценка их влияния на размещение нефтегазоносности пока не проводилась, поэтому значение данной проблематики на настоящее время остается открытым.

Все этапы выполняемых работ, в соответствии с принципами модельных построений (зет-система академика Ю.А. Косыгина) сопровождаются обязательной обратной проверкой предлагаемых моделей. В соответствии с уровнем организации геологических тел, это осуществляется широким использованием показателей вещественного состава отложений, математическим моделированием, сравнением с эталонными образцами и другими способами.

Важной проблемой при построении моделей геологического строения осадочных ассоциаций является определение источников сноса терригенного материала. Особую значимость данный вопрос приобретает при обсуждении условий седиментогенеза нижних горизонтов чехла платформ, когда возможно влияние и местных, и региональных источников сноса. Причем преобладание того или иного материала влечет за собой весьма существенные геологические следствия в виде тех или иных закономерностей распространения по разрезу и по латерали пластов-коллекторов. Решение данной задачи предполагается осуществить с применением самых совершенных методов геохимии осадочных пород.

Прогноз перспективных в нефтегазоносном отношении зон и объектов, помимо построения геологических моделей и картирования ловушек, несомненно, требует исследований и свойств флюидов. Укажем, что органическая геохимия углеводородов и РОВ в настоящее время исследована в достаточной мере, чего нельзя сказать об их неорганической компоненте, включающей в себя широкий набор микроэлементов. Изучение спектра микрокомпонентов нефтей, в первую очередь лантаноидов, в нефтях, вмещающих коллекторах, пластовых водах, предположительно нефтематеринских битуминозных и суббитуминозных толщах, автохтонных битумах позволит установить их генетическую близость и решить вопрос о вероятных механизмах заполнения ловушек углеводородами. Кроме этого, вполне реальным является определение модельного Nd возраста нефтей, а также абсолютного возраста жидких углеводородов Rb–Sr, Sm–Nd и U–Pb геохронометрами, что может позволить уточнить методологию прогноза и подсчета потенциальных ресурсов.

Начиная с 2002 г. детально разработанная методика, развивающая классический литолого-фациальный анализ Ю.А. Жемчужникова, Л.Н. Ботвинкиной, П.П. Тимофеева и др., апробирована на материалах тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района. В результате изучения керна 50 поисковых и разведочных скважин:

– произведено фациальное расчленение отложений;

– установлены закономерности в строении толщи, с выделением литоциклов I-III порядков;

– выполнена циклокорреляция сложнопостроенных отложений в пределах всего Шаимского НГР;

– установлена приуроченность коллекторов к конкретным частям литоциклов и дана оценка их скольжению по разрезу;

– построена генерализованная модель геологического развития территории Шаимского нефтегазоносного района в раннемезозойскую эпоху;

– даны прогнозные рекомендации для поисково-разведочных работ на ряде слабоизученных площадей и участков.

Методические указания по выполнению литолого-фациальных исследований предоставлены большинству крупных компаний, ведущих поисково-разведочные работы на нефть и газ в Западной Сибири (Роснефть, ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, Газпром нефть и др.).

Полученные результаты изложены более чем в 50 публикациях, доложены на конференциях разного уровня в городах Москве, Тюмени, Ханты-Мансийске, Томске.

Итоги прецизионных геохимических исследований юрских отложений и подстилающих доюрских комплексов Шаимского района позволили авторам программы сформулировать вывод о заметном влиянии на процессы седиментогенеза во время накопления нижних горизонтов чехла регионального источника сноса. Отметим, что ранее преобладало мнение о формировании пластов юры за счет размыва палеоостровов, т.е. источником терригенного материала предполагались выведенные выше базиса эрозии близрасположенные фрагменты доюрских комплексов (Ю.Н. Карагодин, А.Э. Конторович). Существование региональной составляющей в процессе осадконакопления слоев юры позволяет весьма ощутимо увеличить площадь их развития в песчаных фациях и соответствующим образом расширить ресурсную базу Шаимского региона.

По результатам литологических исследований, в соответствии с перечисленными выше уровнями организации геологических тел, в итоге проведенных работ предусматривается:

– разработка комплексных моделей литоциклов (циклитов) разных порядков (возможно, своеобразного Атласа литоциклов, пока не имеющего аналогов);

– разработка моделей, иллюстрирующих приуроченность коллекторов к конкретным частям литоциклов, их скольжения и инверсии;

– разработка развернутых практических рекомендаций по использованию контролируемой и проверяемой на всех этапах методики исследований;

– предоставление полученных в ходе работ результатов заказчику, с целью оперативного и перспективного прогноза конкретных площадей для выявления резервов углеводородного сырья;

– создание фациального Атласа юрских отложений Западной Сибири, позволяющего диагностировать генезис отложений геологам-практикам.

По результатам сейсмофациального анализа континентальных и мелководных отложений, а также результатов литологических исследований будут представлены:

– фрагменты временных разрезов с примерами выделения различных фациальных зон;

– карта районирования территории Западной Сибири по типам разрезов нижне-среднеюрских отложений;

– карта районирования территории Западно-Сибирского мегабассейна по степени перспективности нижних горизонтов чехла;

– карта размещения объемов рекомендуемых буровых и геофизических работ в рамках программы регионального геологического изучения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

По итогам прецизионных геохимических исследований будут созданы базы данных по элементному составу всех геологических тел нижних горизонтов чехла – породы, воды, битумов, нефтей. Кроме этого будут представлены карты геохимического районирования территории Западной Сибири и приведены результаты геологической интерпретации материалов аналитических исследований в приложении к нефтеперспективности нижних горизонтов чехла провинции. Последнее в полном объеме относится к возможным результатам исследований изотопных систем Rb–Sr, Sm–Nd и U–Pb [4, 5].

По итогам флюидодинамических исследований предусматривается:

– трансформация сейсмических временных разрезов в региональных, территориальных и локальных масштабах в параметрические модели современного геодинамического режима (блоковые процессы, относительные оценки напряженного состояния и т.п.);

– модели параметров флюидных процессов на основе структуры и параметров геодинамического режима осадочного чехла и фундамента (зоны истечения и стечения флюида в масштабе и с детальностью сейсмических и литологических моделей).

Следует особым образом подчеркнуть принципиальное значение геодинамических параметров, поскольку именно они управляют флюидными потоками в связанных моделях тензоров проницаемости и напряженного состояния. На рис. 1 приведен типичный пример трансформации 3D массива сейсмических сигналов отраженных волн в оценки градиента общего горного давления (суммарная оценка флюидного и горного давления). Красные тона изображения соответствуют зонам пониженного общего горного давления, или, иными словами, зонам высокого флюидного давления, что и означает наиболее вероятные зоны скопления флюида.

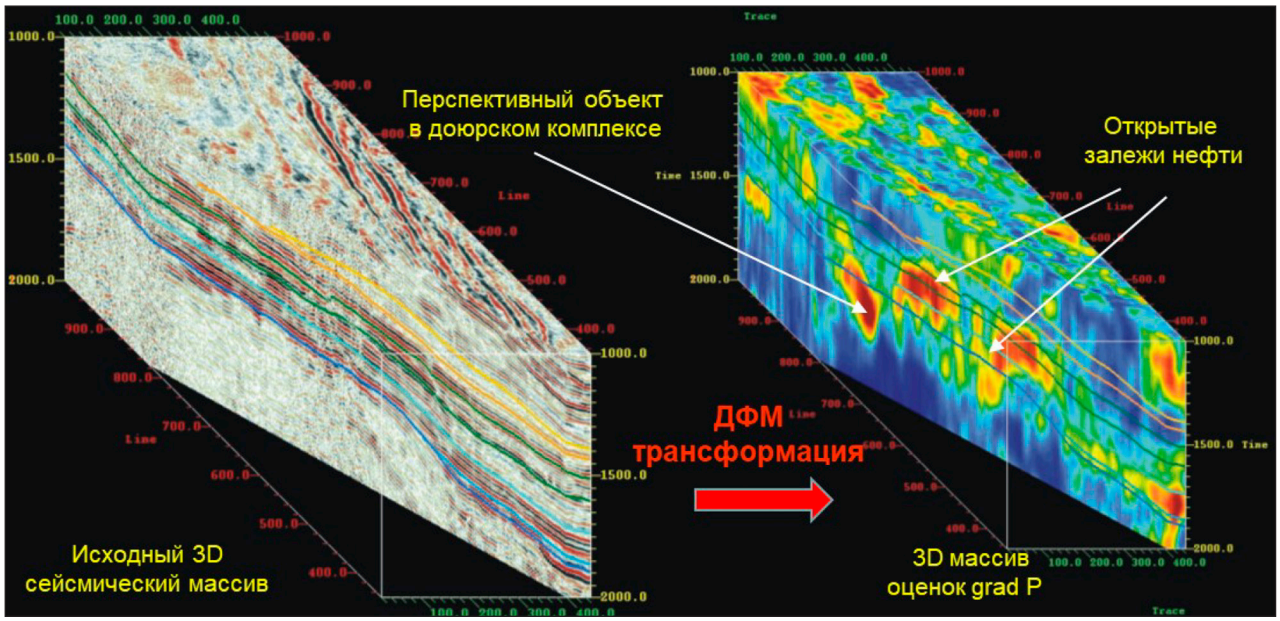



*Рис. 1. Пример трансформации массива параметров сейсмических сигналов в относительные оценки общего горного давления (ДФМ – динамико-флюидная модель)*

Заметим, что начальная модель проницаемости в расчетах флюидных течений определяется литологической моделью, а фактическая – геодинамической. Следовательно, основные выводы по результатам флюидодинамических исследований могут формулироваться следующим образом:

а) нестационарный геодинамический режим земной коры определяет блоковый принцип динамики осадочного чехла и фундамента, что формирует зоны дезинтеграции по контактам блоков различного напряженного состояния и ранга;

б) флюидная проницаемость зоны дезинтеграции в фундаменте существенно больше проницаемости пород чехла, что определяет различие в скоростях флюидных потоков и формирование «глубинных» залежей специфической геометрии.

Соответственно, если выполнен полный комплекс геохимических исследований, то на основе флюидодинамических моделей появляется возможность прогнозировать нефтеносность и глубинных интервалов доюрского комплекса, что не исключает гипотезу неорганической природы нефти.

Все вышесказанное позволяет уточнить потенциальные ресурсы углеводородов нижних слоев платформенного чехла Западно-Сибирского мегабассейна, что может обеспечить составление долгосрочной программы развития нефтедобывающего комплекса России [6-8].

Решение поставленных задач напрямую зависит от объема кернового материала, подлежащего углубленному изучению и современного сейсмического материала 2-3D форматов. Для создания минимального и достаточного литологического «полигона» к построению перечисленных выше моделей требуется изучить керн скважин по 5-8 нефтегазоносным районам. В каждом из них необходимо задокументировать не менее 8-10 скважин с максимально полным отбором керна, включая заведомо малоперспективные интервалы. Включая единичные объекты на малоизученных территориях, общий объем детальной документации должен составить не менее 5-8 тыс. м керна по 50-80 скважинам. Только такой представительный объем однородной исходной информации может предоставить достаточный материал для составления проектируемых комплектов моделей прогнозно-геологического характера.

На всех этапах исследований необходимо проведение сопровождающих и заверочных работ различного вида. К основным относятся:

– изготовление и описание полировок и шлифов;

– аналитические работы (химический, спектральный, рентгено-структурный, масс-спектрометрический, нейтронно-активационный и ряд других анализов): их самостоятельное выполнение необходимо для оценки выделяемых генетических разностей;

– трансформация сейсмических данных в геодинамические параметры по проверенным технологиям (ДФМ-технология [9, 10]);

– обширный объем графопостроительных работ, математических расчетов и других сопровождающих исследований.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – Москва: Недра, 1975. – 679 с. – Текст : непосредственный.

2. **Нестеров, И. И.** Методика ускоренной разведки нефтяных и газовых месторождений / И.И. Нестеров, Ю.И. Тихомиров, Е.Я. Алексеев. – Тр. ЗапСибНИГНИ, 1979. – Вып. 150. – 117 с. – Текст : непосредственный.

3. **Нестеров, И. И.** Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века./ И.И. Нестеров. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 608 с. – ISBN: 978-5-7692-0902-4. – Текст : непосредственный.

4. **Федоров, Ю. Н.** Геологическое строение и стратиграфия триасовых отложений Северо-Сосьвинского грабена / Ю.Н. Федоров, К.С. Иванов, В. В. Кормильцев [и др.] – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: материалы VI научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2003. – Т. 1. – С. 114-123.

5. **Качкин, А. А.** Российские технологии и геохимические методы разведки недр. Газовые проекты / А.А. Качкин, И.С. Неймышев, В.Т. Перелыгин, А.Г. Талалай, И.Е. Шинкарюк. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – № 5 (28). – С. 6-15.

6. **Писецкий, В. Б.** Недооцененная нефть / В.Б. Писецкий, С.А. Рыльков. – Текст : непосредственный // Горняк. Научно-популярный журнал, 2022. – Вып. 4. – С. 62-65.

7. Ростехразведка (инновационные программы): специальный выпуск / под редакцией И. И. Нестерова, М. Ф. Печеркина, А. Г. Талалая. – Екатеринбург-Тюмень: ГК «НЕДРА», 2015. – 121 с. – Текст : непосредственный.

8. **Федоров, Ю. Н.** Обоснование постановки исследований по контракту «Разработать научно-методические основы выявления нефтепоисковых объектов в нижних резервуарах осадочного чехла Западной Сибири и горизонте его контакта с фундаментом на базе новых представлений о связи залежей углеводородов с палеогидротермальными процессами в области границы геологических сред». – Екатеринбург, 2005. – 12 с. – Текст : непосредственный.

9. **Патент № AU-8903298-A Австралия.** Method for Determining the Presence of Fluids in a Subterranean Formation / Pisetski, V. – 1997/08/11. – Text : electronic. – URL: https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/patent/AU-8903298-A.

10. **Патент № US6498989B1 G01V1/306 United States.** Method for predicting dynamic parameters of fluids in a Subterranean reservoir / Pisetski, V., Kormilcev V., Ratushnak A., 2002.– Text : electronic. – URL: https://patents.google.com/patent/US6498989B1/en.

УДК 553.981(571.12)

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ХМАО – ЮГРЕ НА 2021 ГОД. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

**С.Э. Кузнецов, Т.И. Дятлова**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

Ханты-Мансийский автономный округ является лидером по использованию ПНГ в России. Объем добычи ПНГ в ХМАО – Югре в 2021 году составил 32,8 млрд м$^3$, в том числе 31,4 млрд м$^3$ (95,75 %) было добыто и использовано, а 1,33 (4,05 %) – сожжено в факелах. В России и ХМАО – Югре очень актуальна проблема нехватки мощностей для переработки газа. Средняя загруженность ГПЗ по Югре в 2021 году составляла 83,3 %, то есть была близка к предельным значениям. Для наращивания мощностей и повышения максимального извлечения целевых жидких компонентов из ПНГ необходима модернизация существующих ГПЗ.

*Попутный нефтяной газ, ПНГ, полезное использование, ХМАО – Югра, ГПЗ*

# THE USE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN KHMAO – YUGRA FOR 2021. PROBLEMS AND PROSPECTS

**S.E. Kuznetsov, T.I. Dyatlova**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug is a leader in the use of APG in Russia. The volume of APG production in KhMAO – Yugra in 2021 amounted to 32,8 billion m$^3$, including 31,4 billion m$^3$ (95,75 %) was extracted and used, and 1,33 (4,05 %) was burned in torches. In Russia and KhMAO – Yugra, the problem of a shortage of gas processing capacities is very urgent. The average utilization of the GPP in Ugra in 2021 was 83,3 %, that is, it was close to the limit values. In order to increase the capacity and increase the maximum extraction of the target liquid components from APG, it is necessary to modernize the existing GPP.

*Associated petroleum gas, APG, useful use, KhMAO – Yugra, GPP*

До начала 2000-х гг. попутному нефтяному газу (ПНГ) не придавалось большого значения. ПНГ отделялся от нефти при её подготовке и просто сжигался непосредственно в месте добычи в факелах, что приводило к неразумным потерям ценного углеводородного сырья и серьёзному загрязнению окружающей среды.

В настоящее же время ПНГ высоко ценится как отличное сырье для энергетики и химической промышленности. По большей части этому послужило принятие Постановления Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», которое обязало все добывающие компании с 2012 года обеспечить полезное использование попутного газа до 95 %. Также, в Ханты-Мансийском автономном округе этому поспособствовало обращение Губернатора от 9 декабря 2015 года по достижению 98-процентного уровня использования ПНГ в ХМАО – Югре. Однако проблема сжигания ПНГ в России по-прежнему остается актуальной [2, 3].

Попутный нефтяной газ – это смесь различных газообразных углеводородов, выделяющихся в процессе добычи и подготовки нефти. На одну тонну извлекаемой нефти приходится до 800 м³ попутного газа. Объем и состав ПНГ зависят от района добычи и от конкретных свойств месторождения. В таблице 1 приведен примерный состав ПНГ [1].

*Таблица 1*

**Примерный состав попутного нефтяного газа**

| Компонент | Метан | Этан | Пропан | Бутан | Пентан | Прочие тяжелые углеводороды | Прочие примеси |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| % объема | 45,6 | 16,6 | 21,1 | 7,8 | 3,7 | 4,7 | 0,5 |

Ханты-Мансийский автономный округ является лидером по использованию ПНГ в России. Объем добычи ПНГ в ХМАО – Югре в 2021 году составил 32,8 млрд м³, в том числе 31,4 млрд м³ (95,75 %) было добыто и использовано, а 1,33 (4,05 %) – сожжено в факелах. На рисунке 1 представлена динамика добычи и использования попутного нефтяного газа в Югре за период 2014-2021 гг. Заметно, что степень его полезного использования растёт.

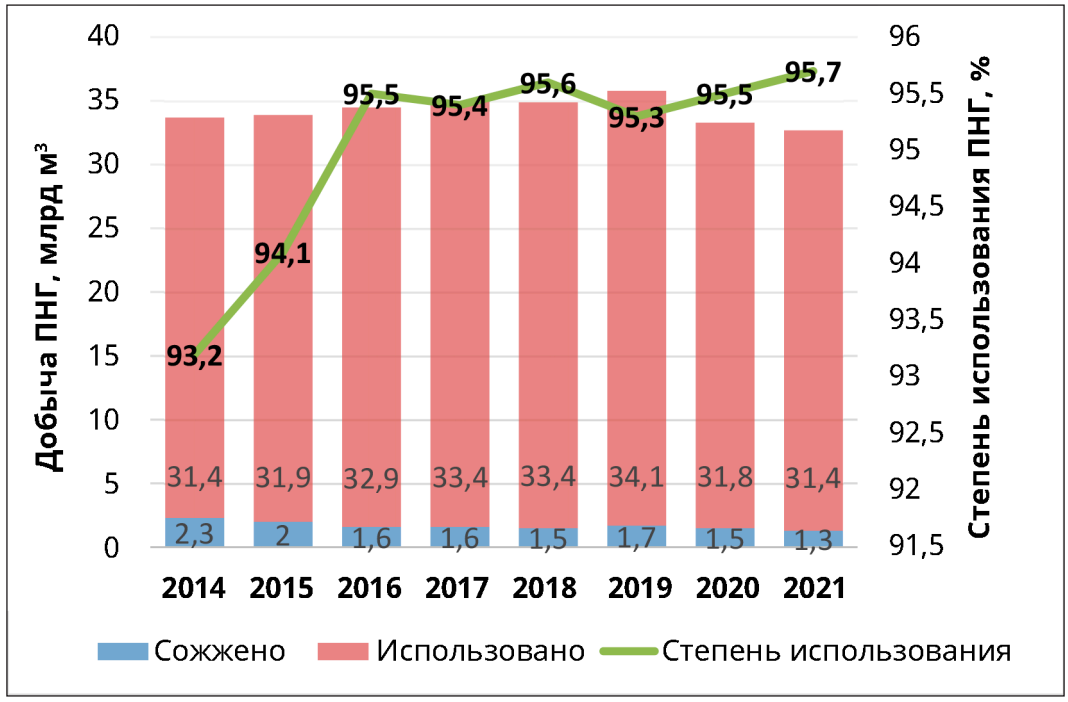



*Рис. 1. Динамика добычи и использования ПНГ в ХМАО – Югре в 2014-2021 гг., млрд м³*

Что касается направлений использования, небольшая доля попутного газа в ХМАО – Югре используется на собственные нужды, нужды муниципальных образований и других организаций, в 2021 году на данное направление использования было отправлено 2,65 млрд м³ ПНГ, что составляет чуть больше 8 % от добычи в регионе.

В последние годы набрало большую популярность применение ПНГ для выработки электрической энергии непосредственно на месторождениях и в ближайших населенных пунктах. К началу 2022 года на территории Югры работает 81 газоэлектростанция (ГТЭС, ГПЭС) с общей установленной мощностью 1880 МВт, что эквивалентно крупной узловой электростанции. Помимо этого, ПНГ поставляется также и на

региональные электростанции ГРЭС: Сургутские 1, 2 и Нижневартовскую. В 2021 году на газоэлектростанции (ГТЭС, ГПЭС) Югры было отправлено 3,6 млрд м$^3$ ПНГ, а на региональные электростанции – 0,03 млрд м$^3$, что в совокупности составляет 11,1 % от добычи в округе.

Самым эффективным вариантом полезного использования ПНГ является отправка на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), его первичная переработка с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется – сжиженные углеводородные газы (СУГ), стабильный газовый бензин (СГБ) и ряд продукции нефтехимии (табл. 2 и 3).

*Таблица 2*

**Продукция первичной и вторичной переработки ПНГ**

| Название продукта | Применение |
|---|---|
| Сухой отбензиненный газ (СОГ) | Ничем не отличается по потребительским свойствам от природного газа и является прекрасным топливом для внутреннего использования |
| Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) | Смесь СУГ и более тяжелых углеводородов, является идеальным сырьем для нефтехимии, из которого можно получить широкий ряд продукции |
| Сжиженные углеводородные газы (СУГ) | Смесь пропана, бутана и других углеводородов, пользуется высоким спросом как отличное альтернативное топливо на внутреннем и внешнем рынках |
| Стабильный газовый бензин (СГБ, Газолин) | Смесь предельных углеводородов, применяется в химической промышленности |

*Таблица 3*

**Продукция нефтехимии, производимая из ПНГ**

| Название продукта | Применение |
|---|---|
| Полиэтилен и полипропилен | Широко используется в различных областях для производства пластиков |
| Мономеры (бутадиен, изобутилен, изобутан-изобутиленовая фракция) | Являются исходными компонентами для производства синтетических каучуков и пластиков |
| Легковоспламеняющиеся жидкости (изопентан, н-пентан, гексан) | Используются для производства бензина |
| Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) | Используется для производства экологически чистых бензинов |

В ХМАО – Югре подготовленный нефтяной газ поступает для переработки на 11 ГПЗ, включая Муравленковский и Вынгапуровский, находящиеся на территории ЯНАО. Объемы транспортировки ПНГ на ГПЗ в 2021 году составили около 25 млрд м$^3$, что составляет 76 % от добытого сырья в регионе. Продукты переработки ПНГ идут на Сургутские и Нижневартовскую ГРЭС, ООО «ЗапСибНефтехим», в систему магистральных газопроводов. Также часть подготовленного нефтяного газа используется для обеспечения нужд местных потребителей.

В связи со сложившейся геополитической обстановкой в мире рынок газообразного углеводородного сырья претерпевает серьёзные изменения. В 2021 году было произведено 11,75 млн тонн СУГ (50 % СУГ в России производится из ПНГ), из них на экспорт было отправлено 4,6 млн тонн. До недавнего времени экспорт велся преимущественно

в Финляндию, Польшу и Украину, также небольшие доли отправлялись в страны Прибалтики, Балкан и Турцию. Доход от экспорта СУГ составлял примерно 100-200 млрд руб. Теперь, в связи с ограничениями, экспортировать большую часть СУГ стало невозможным.

Большая доля ПНГ и продукции его переработки (СОГ, СУГ) в России используется в целях выработки тепловой и электрической энергии. Такой вид использования не раскрывает всего потенциала попутного нефтяного газа как ценного сырья и не дает возможности получить гораздо больший доход от его реализации. Правильным решением будет – минимизировать долю ПНГ и его продукции в энергетике и увеличить его объемы, направляемые на ГПЗ для глубокой переработки. Это даст возможность получать больше продукции нефтехимии с высокой добавленной стоимостью. А нишу энергетики в этом случае заполнить по большей части природным газом, объемы которого ранее отправлялись в Европу.

В настоящее время в России действуют 34 ГПЗ, в то время как за рубежом более 1800, причем в США более 700, это несоизмеримо с российскими газовыми запасами и не позволяет в полном объеме использовать потенциал газа как ценного химического сырья. На данный момент в России на ГПЗ отправляется только половина извлекаемого ПНГ.

В России и ХМАО – Югре очень актуальна проблема нехватки мощностей для переработки газа. Средняя загруженность ГПЗ по Югре в 2021 году составляла 83,3 %, то есть была близка к предельным значениям. Два предприятия в округе работали с превышением своей проектной мощности по сырью: Южно-Балыкский ГПЗ – 111,7 % и мини-ГПЗ Приразломный – 117,17 %. Помимо этого, большинство оборудования на ГПЗ, построенного ещё в XX веке, морально и физически устарело. Недостаточность мощностей для переработки газа приводит к ситуациям, включая случаи остановок для ремонта, когда недропользователи не могут быть уверенными в бесперебойном его приеме на ГПЗ в полном объеме.

Для наращивания мощностей и повышения максимального извлечения целевых жидких компонентов из ПНГ необходима модернизация существующих ГПЗ. Перспективно строительство новых современных мини-ГПЗ в округе, приближенных к нефтепромыслам и с практически 100%-ной глубиной переработки.

Сейчас Россия не имеет больших возможностей для глубокой переработки газа, поэтому вынуждена с ущербом для своей экономики сжигать ПНГ и экспортировать лишь первично переработанное сырье, упуская возможность повысить свои доходы от реализации и решить проблему обеспечения сырьем высокотехнологичной нефтегазохимической отрасли. Однако развитие в этом направлении происходит, о чем говорит запуск комбината ООО «ЗапСибНефтехим» («Сибур Холдинг»). Данный комбинат способен ежегодно производить более 2,2 млн тонн продукции глубокой переработки ПНГ [4].

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Кирюшин, П. А.** Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!». Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России: монография / П.А. Кирюшин, А.Ю. Книжников, К.В. Кочи, Т.А. Пузанова, С.А. Уваров. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – 88 с. – ISBN: 978-5-9901107-9-3. – Текст : непосредственный.

2. Попутные нефтяные газы. Справка. – Текст : электронный // РИА Новости, 28.01.2010. – URL: https://ria.ru/20100201/206673791.html.

3. Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 г. № 7 (ред. от 08.11.2012 г.): О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_83792/?ysclid=lbg1n0sgdg940670246

4. СИБУР ЗапСибНефтехим : [сайт]. – URL: https://old.sibur.ru/zapsibneftekhim. – Текст : электронный.

УДК 665.71:338.1(470+100)

# НЕФТЕХИМИЯ В РОССИИ И В МИРЕ: ВЫЗОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

**Р.Р. Муртаев, Р.В. Халтурина**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

В статье рассматривается состояние мировой нефтехимии на примере 10 лидеров в данной области – Китая, Японии, Южной Кореи, Индии, Ирана, Саудовской Аравии, стран Еврозоны и России. В расчет брались годовые показатели добытой нефти, нефтепереработки и производства нефтепродуктов за 2020 год. Помимо того, учитывалось количество нефтеперерабатывающих заводов, а также максимальные мощности отдельных НПЗ для каждой страны за тот же период. Социальные и экономические преобразования, направленные на развитие отрасли или принятые в качестве мер, в связи с актуальными международными событиями, аналогично учитывались. Сделаны прогнозы для каждой из стран касаемо нефтехимической отрасли и ее роли для государства в будущем. При рассмотрении России было заострено внимание на санкции, наложенные в период с 2014 до 2022 год и способы их преодоления – всесторонняя поддержка государства и привлечение капитала для развития нефтехимии в ХМАО и других регионах, разработка собственных технологий для замещения иностранных аналогов с российского рынка, переориентирование рынков сбыта на страны Азии, в первую очередь Индию и Китай, развитие международных проектов в нефтяной отрасли – прокладывание международных нефтепроводов, электрификация областей, открытие совместных предприятий, геологоразведочные работы.

*Нефтехимия, нефтепереработка, добыча, НПЗ, тенденции, развитие, мировая экономика, ХМАО*

# PETROCHEMISTRY IN RUSSIA AND IN THE WORLD: CHALLENGES AND PROSPECTS

**R.R. Murtaev, R.V. Khalturina**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

The article examines the state of the global petrochemical industry using the example of 10 leaders in this field – China, Japan, South Korea, India, Iran, Saudi Arabia, EU and Russia. The annual indicators of oil production, oil refining and production of petroleum products for 2020 were taken into account. In addition, the number of refineries was also considered, as well as the maximum capacity of individual refineries for each country over the same period, as well as social and economic transformations aimed at developing the industry or as measures taken in connection with current international events were noted. After this, the role of the petrochemical industry and its future role for these countries was predicted. Special attention was focused on the Russian sanctions imposed from 2014 to 2022 and the ways to overcome them – considerable support of the state and attraction of capital to develop petrochemistry in KhMAO and other regions, development of technologies that could replace foreign analogues, reorienting markets to Asian countries, primarily India and China, development of international projects in the oil industry – laying international oil pipelines, electrification of areas, opening of joint ventures.

*Petrochemicals, refining, production, refineries, trends, development, global economy, KhMAO*

Нефть является главным энергоносителем и основой современной экономики, иногда называемой ее «кровью». При помощи нефтяного сырья создаются все виды горючего для любого транспорта: от легковых автомобилей до спецтехники. Помимо топлива, нефть используется в качестве базового компонента в не менее важной отрасли — нефтегазохимии. Данная отрасль является одним из краеугольных камней

современности – в нее входит производство компонентов для продукции машиностроения, косметологии, фармацевтики, сельского хозяйства, строительства и много другого. Широкий и постоянный спрос на продукты нефтегазохимии стимулирует развитие данной отрасли ввиду возможности оперативной и эффективной монетизации природных запасов страны.

На сегодняшний день, есть несколько стран с наиболее развитой нефтехимической промышленностью — в большинстве своем это страны с доступом к богатым залежами углеводородов и их добыче — США, Иран, Бразилия, Россия и Саудовская Аравия. Другие же лидеры в этой области не обладают столь значительными запасами нефти и газа, но компенсируют нехватку большими запасами людских ресурсов, плотностью населения а, следовательно, нуждой постоянно развиваться в этой области для обеспечения своих граждан необходимым минимумом — КНР, Индия, Южная Корея и Япония.

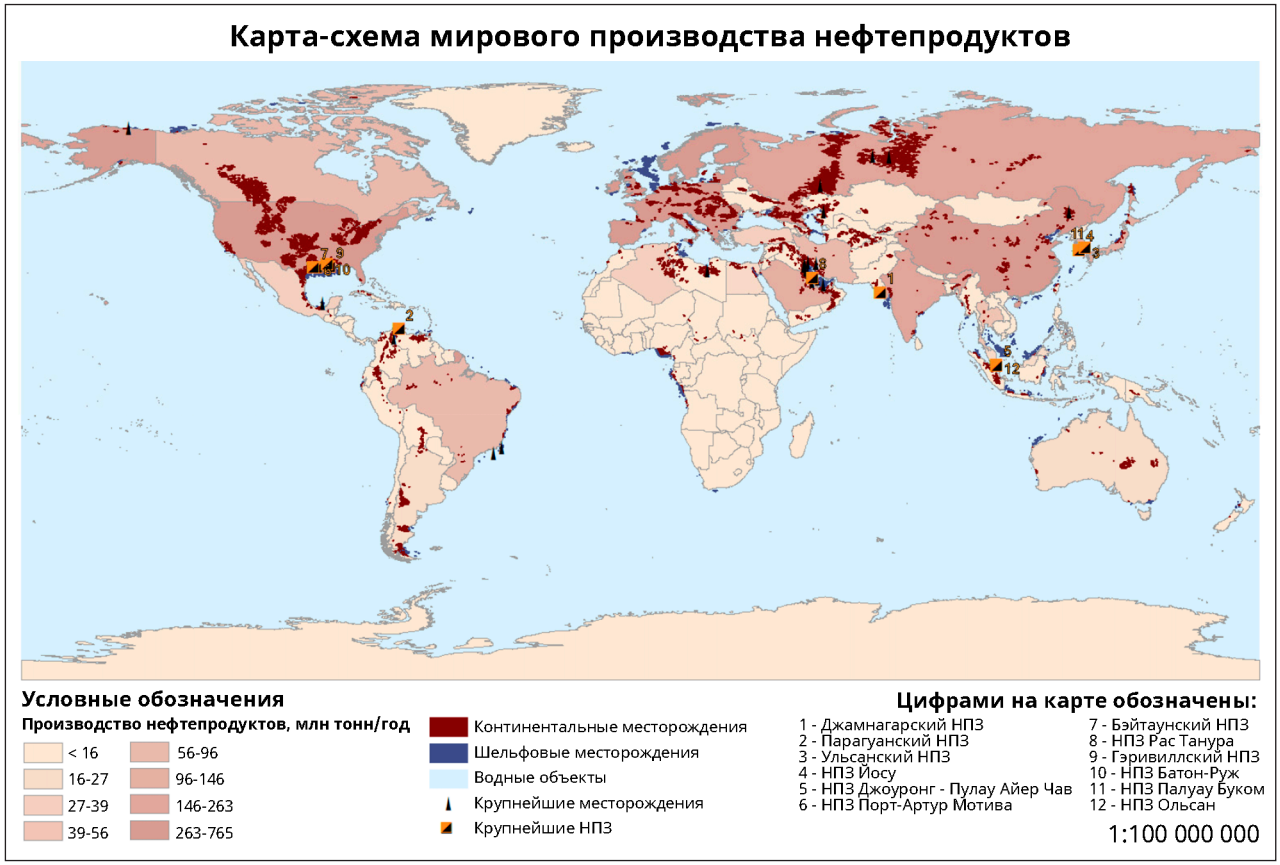



*Рис. 1. Карта-схема производства нефтепродуктов за 2020 год*

## Анализ мировых тенденций развития

### Обзор тенденций стран Азии

**а) Китайская Народная Республика.** Китайский рынок нефтехимии остается одним из самых прибыльных в мире, получая значительную долю общемирового дохода. Помимо того, рост данной отрасли относительно стабилен, не смотря на внешнеполитические проблемы и жесткие экологические нормы, введённые правительством.

На момент окончания 13-го пятилетнего плана Китайской Народной Республики в 2020 году, нефтяную и газовую отрасль представляют 3 государственные корпорации,

имеющие 97 % прав на разведку и добычу углеводородов – China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), China National Petroleum Corporation (CNPC) и China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) [1].

Данные корпорации распределены по сферам влияния — CNOOC занимается добычей нефти и газа в шельфовой зоне, CNPC преимущественно занимается геологоразведкой и добычей, а Sinopec — добычей и переработкой углеводородов и их сбытом за рубеж. С момента создания (с 1988 по 1998 годы) и до сегодняшнего дня эти компании находятся в жесткой конкуренции между собой, оставаясь тем не менее под жестким контролем государства, тем самым обеспечивая стабильный рост предпринимательской деятельности [1].

Sinopec по состоянию на 2020 год является крупнейшей компанией КНР по обороту – $407 млрд. В эту корпорацию входят около 40 нефтехимических предприятий, среди них— Чжэньхай, крупнейший НПЗ КНР, способный производить около 27 млн тонн нефтепродуктов в год [7]. Всего же в Китае действует около 60 крупных НПЗ [7]. По итогам 2020 года данная корпорация переработала 239 млн тонн нефти из 658 млн тонн (35 %), и произвела свыше 47 млн тонн разнообразной продукции [3].

Регионы, где расположены главные нефтеносные месторождения, расположены в Северо-Восточном Китае, Джунгарской и Цаданской впадинах, а также на шельфе Желтого и Южно-Китайского морей. Самыми крупными из них является группа из 40 месторождений участка Дацин, разрабатываемых CNPC. Помимо этих месторождений одними из крупнейших считаются Шенли (Sinopec) и Ляохе (CNPC) [9]. Из крупнейших месторождений за 2020 год было добыто 63,4 млн тонн нефти, что составило около 30 % от общей китайской нефтедобычи (195 млн тонн) [21].

КНР с 2003 года проводит политику постоянного развития в сфере переработки и сбыта нефтепродуктов. Конкуренция была искусственно усилена за счет формирования олигополии, где крупные компании могли почти беспрепятственно расширять свои производства, захватывая тем самым все более крупную долю рынка, тем самым избегая полной монополии.

Становление КНР как нового игрока с огромным экономическим потенциалом на международном рынке привело к значительному усложнению структуры мирового хозяйства. С одной стороны, КНР получила возможность влиять на мировую экономику — появился «китайский фактор», с другой стороны — глобализация также стала оказывать влияние на страну, усиливая свои позиции на внутреннем рынке. Китай нашел свое место в глобальной экономике, став «мировой фабрикой» для остальных стран. Для того, чтобы сохранить это положение, Китай должен разнообразить производимую продукцию, в первую очередь производством товаров с высокой добавленной стоимостью и сокращением доли «простой» первичной продукции.

После февраля 2022 года Китай, начавший восстанавливаться после пандемии COVID-19, получил еще один мощный экономический толчок вперед: у КНР появилась возможность закупать крупные партии российской нефти и газа, переориентированные с западных трубопроводов на восток. Данная нефть может заместить поставки из США ввиду возможности постоянного транзита («Транснефть», обслуживающая трубопровод «Восточная Сибирь — Тихий Океан», будет прокачивать на 19 тыс. тонн нефти в сутки больше для увеличения импорта в Китай) и дешевизны из-за ограниченного количества покупателей у РФ на момент СВО (скидка в среднем составляет 10-30 %). Это даст Китаю возможность безболезненно продолжать наращивать потребление углеводородов. Так, китайская CNPC спрогнозировала, что потребление нефти в третьем квартале 2022 года вырастет на 12 %, а спрос вырастет примерно на 218 тыс. тонн в сутки [22].

**b) Япония.** Японская химическая и нефтехимическая промышленности, ввиду отсутствия каких-либо источников углеводородов, вынуждена экспортировать иностранное сырье для своих производств (99,7 % всего сырья — импортное), преимущественно из стран Ближнего Востока. Нефтехимия критически важна для Японии, так как от этой отрасли напрямую зависят экономикообразующие производства страны – автомобилестроение, роботостроение, фармацевтика и т. д.

Японские нефтяные месторождения располагаются преимущественно вдоль морской линии от префектуры Акита до префектуры Ниигата, а также в префектуре Аомори и на равнине Юфутсу (о. Хоккайдо). Общий объем добычи Японии в 2020 году составил 216 тыс. тонн нефти [21] – это около 0,1 % от общего внутреннего потребления. Основные добывающие мощности, из-за отсутствия месторождений на японских островах, расположены в ряде других государств — Индонезии, Папуа — Новой Гвинее, Малайзии, Вьетнаме и Ближнем Востоке.

ENEOS Holdings и Mitsubishi Chemical являются крупнейшими японскими нефтехимическими компаниями с оборотом в $92,67 млрд и $32,94 млрд соответственно (2020 год) и занимающими более половины рынка нефтепродуктов в Японии. ENEOS является крупнейшим в Азии производителем пропилена (1,64 млн тонн в год) и параксилола (3,23 млн тонн в год). Эта корпорация владеет 10 из 20 НПЗ на территории Японии, в том числе крупнейшим японским НПЗ «Мидзусима» мощностью в 19,6 млн тонн переработанной нефти в год [7], активно занимается нефтепереработкой и экспортом нефтепродукции; она способна перерабатывать около 93 млн тонн нефти в год [23]. Mitsubishi, располагая меньшими производственными возможностями, компенсирует это разнообразием синтезируемых веществ – этилен, пропилен, полимеры, бензин, резины, пластики и карбоновые материалы различного назначения [24, 25]. Всего в Японии за 2020 год нефтепереработка составила примерно 160 млн тонн, производство нефтепродуктов — 118 млн тонн [8].

Последние годы Япония старалась купировать свою главную экономическую проблему — недостаток сырья и потребность в его постоянном импорте. Для этого были предприняты инициативы по созданию производственных баз на территории других государств и возвращению производства продукции на территорию Японии. Данные решения позволят насытить внутренний рынок и повысить товарооборот со страной — поставщиком сырья.

С 2000 года Япония следует Стратегии Глобального Превосходства. Следуя данной стратегии, государство должно делать упор на экспорт в тех направлениях, где имеется несомненное превосходство над другими странами, в то числе и нефтехимии [2].

Современный геополитический и энергетический кризисы могут катастрофически сказаться на промышленности и экономике страны. Поэтому, несмотря на ориентирование на Запад, Япония будет стараться сохранить партнерские отношения со странами «Востока» – Ираном, Россией, Китаем и т.д., особенно странами Персидского залива, так как около 90 % всего импорта нефти приходится именно на поставки из этого региона.

**c) Южная Корея.** Южная Корея играет одну из ключевых ролей на мировом рынке — она занимает лидирующие позиции в ряде жизненно важных отраслей — первое по судостроению, второе место по производству электроники, четвертое по пластмассам и синтетическим волокнам, пятое по автомобилестроению. Данная продукция не может быть произведена без сильного нефтегазохимического комплекса и обширной технологической базы. За 2020 год Южная Корея переработала 175 млн тонн нефти и синтезировала около 146 млн тонн нефтепродуктов [9]. Подобно Японии, страна находится в энергетической зависимости от импорта углеводородов для нефтехимической

промышленности, которая является краеугольным камнем ее национальной экономики. Основой нефтехимии в Корее является производство этилена, достигающее 5,7 млн тонн ежегодно, что позволяет полностью обеспечивать внутреннюю топливную потребность, а также экспортировать энергоресурсы в соседние страны. На данный момент совокупный импорт углеводородов в Корее составляет около 93 %, большую часть из которых продолжают обеспечивать страны Ближнего Востока. За ними следуют США (около 5 %) и РФ (4,4 %) [3].

На территории Южной Кореи отсутствуют месторождения нефти и газа, которые на данный момент было бы рентабельно разрабатывать, поэтому Корейская Национальная Нефтяная Компания (KNOC), GS Group, SK Innovation и другие корпорации вынуждены приобретать и эксплуатировать месторождения углеводородов на территориях Вьетнама, Венесуэлы, Перу, Индонезии, Нигерии, Йемена, Казахстана, Канады и России.

SK Innovation — южнокорейский нефтегазовый гигант. Годовой оборот этой компании на 2020 год составил $70,02 млрд [27]. Компания занимается добычей углеводородов, их переработкой (преимущественно в топливо − бензин и дизель) и реализацией продукции. Ей принадлежат более 20 НПЗ, в том числе крупнейший корейский НПЗ, расположенный в городе Ульсан. Данный завод является третьим по величине в мире и способен перерабатывать около 42,31 млн тонн нефти в год [7].

Одной из крупнейших нефтехимических компаний в Южной Корее является LG Chem, дочерняя компания холдинга LG Group. Оборот LG Chem в 2020 году составил $36,68 млрд. Данная компания обладает серьезными производственными мощностями — в ее распоряжении находятся 70 НПЗ, занимающихся в первую очередь синтезом АБС-пластиков, полиэтилена, полипропилена, поливинхлорида, синтетической резины, спиртов, сырья для фармацевтики и агрохимии [26].

KNOC (Korea National Oil Corporation) — одна из ключевых нефтегазовых компаний страны с оборотом в $1,65 млрд за 2020 год. Эта организация является государственной и напрямую подчиняется правительству Южной Кореи. Компания владеет как минимум 210 предприятиями по добыче углеводородов и 20 по их обработке.

После начала СВО и введения санкций против России, в том числе и Южной Кореей, экономика Южной Кореи претерпевает беспрецедентное давление со стороны стран Запада, так как актуальные цены на нефть значительно выросли с начала кризиса, что негативно скажется на экономике страны в целом и нефтехимической отрасли в частности.

**d) Индия.** Вся индийская промышленность в целом и нефтехимия в частности за последние три десятилетия развивались относительно невысокими темпами, однако в последнее время они набирают обороты — по данным МВФ на 2018 год страна показала темпы роста экономики более 7 %. Данная тенденция сильно выбивается из общемировой картины «замедления» экономики. Нефтегазовый сектор Индии все более зависим от импорта углеводородов, связанного с постоянно возрастающим потреблением нефтепродуктов и невозможностью удовлетворить спрос государственными силами (около 20 % использованной нефти добыто в Индии). Ожидается, что в ближайшие 20 лет темп потребления углеводородов будет расти на уровне 4 % ежегодно, а на Индию будет приходится до 25 % всей мировой экспортируемой нефти [4].

Помимо этого, индийский рынок нефти испытывает проблемы ввиду еще не устоявшихся цен на данный продукт. Темпы развития нефтехимической отрасли из-за этого могут пострадать, так как нефтепродукты в таких условиях реализовать полностью будет затруднительно — амплитуда цен помешает эффективно планировать расходы для малого и среднего бизнесов, что в свою очередь может ударить и по государству [4].

За последние годы Индия вложила значительные средства в развитие нефтедобычи и нефтепереработки (количество крупных НПЗ в 2020 году выросло до 20), однако достигнутых мощностей недостаточно для обеспечения населения. В 2020 году Индия добыла 35 млн тонн нефти [21], в то время как нефтепереработка составила 249,87 млн тонн, производство нефтепродукции — 233,51 млн тонн [8]. Самые перспективные с точки зрения запасов углеводородов регионы Индии — Ассам, Гуджарат, Раджастан, а также Восточный и Западный шельф [10].

На данный момент в Индии работают около 20 нефтегазовых корпораций, крупнейшие из которых — Oil and Natural Gas Corporation, Indian Oil Corporation, Bharat Petroleum Corporation и Reliance Industries, на которые приходится около 75 % всей добычи в стране.

Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) – индийская нефтегазовая корпорация с оборотом в $13,14 млрд в 2020 году, удовлетворяет около 30 % потребности Индии в нефти за счет добычи из местных и зарубежных источников — России, Ирака, Венесуэлы, Ирана, ОАЭ и т. д. Переработка, синтез и реализация продуктов нефтехимии (в первую очередь бензина и керосина) производится дочерней компанией Hindustan Petroleum [28].

Indian Oil Corporation (IOC) – индийская нефтегазовая компания, специализирующаяся на нефтепереработке и реализации нефтепродуктов. Это второй крупнейший национальный производитель нефтехимической продукции (3,2 млн тонн в год). Ее оборот в 2020 году составил $49,16 млрд. IOC и ее дочерние компании контролируют 47 % индийского рынка нефтепродуктов (в основном смазочные материалы и топливо). Компании принадлежат 9 из 20 индийских НПЗ с суммарной мощностью 70,05 млн тонн нефти в год.

Bharat Petroleum Corporation (BPCL) — одна из самых крупных нефтегазовых компаний в Индии с оборотом в $29,7 млрд (2020). Главной деятельностью компании является нефтепереработка и реализация ее продукции через сеть собственных АЗС. Компании принадлежат 2 НПЗ, на которых за 2020 год было переработано 30 млн тонн нефти. Основной нефтехимической продукцией является топливо, дистилляты и смазочные материалы [29].

Reliance Industries — крупнейший холдинг Индии с годовым оборотом в $75,49 млрд (2020). Основная продукция — топливо, смазочные материалы и полиэстер. Данная компания является одним из самых крупных экспортеров в Индии — на нее приходится около 8 % от общего экспорта страны, а сама компания представлена в более чем 100 государствах мира [30]. Reliance Industries также инвестирует и в международные проекты — так, в 2017 году было создано совместное предприятие с российской компанией «СИБУР» по производству бутилкаучука на заводе в Джамнагаре (Гуджарат). Данный завод является самым крупным НПЗ в Индии и в мире с мощностью в 61,73 млн тонн произведенных нефтепродуктов ежегодно [7].

Индия — одна из крупнейших стран в мире с впечатляющим экономическим потенциалом. На данный момент у Индии имеются серьезные проблемы с обеспечением внутреннего рынка, но страна предпринимает шаги по смягчению ситуации (наращивание экспорта товаров, в первую очередь топлива и нефтепродуктов, реализация совместных международных проектов и т. д.) [5]. Также в планах у Индии ликвидация технологической отсталости и вывод оборота национальной экономики на величину в $5 трлн к 2027 году. Правительство считает, что у Индии есть возможности занять лидирующие позиции в мире по экспорту сельхозпродукции, фармацевтики и текстильной промышленности, что предполагает вывод нефтехимии на общемировой уровень [11].

После начала СВО и введения санкций против РФ, Индия постаралась сохранить свой нейтралитет и отказалась от введения санкций. В результате данного шага, обе страны продолжили свое экономическое сотрудничество, самым главным образом в нефтегазовой отрасли. На момент с апреля по июль 2022 года Индия нарастила закупки нефти у РФ в 50 раз, достигнув планки в 10 % от общего импорта нефти в страну [12]. Данная тенденция к росту объемов экспортируемой из России недорогой нефти дает возможность индийским нефтехимическим компаниям нарастить и диверсифицировать свою продукцию, а также сократить технологическое отставание от мировых лидеров.

**е) Исламская Республика Иран.** Нефтегазовая, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая отрасли для Ирана являются наиболее важными в государстве. Экспорт углеводородов позволяет направлять часть вырученных валютных средств на развитие различных отраслей промышленности, а также определяет участие Ирана в глобальном торговом процессе и мировых хозяйственных связях. По приблизительным расчётам, Иран обладает 10 % мировых запасов нефти и 18 % газа, что делает его одним из важнейших участников ОПЕК (бóльшие запасы лишь у Саудовской Аравии).

Большая часть месторождений углеводородов расположены в юго-западной части в пределах бассейна Персидского залива. Отдельно от основного массива стоят месторождения в Центрально-Каспийском, Каракумском и Южно-Каспийском бассейнах. На территории Ирана расположены 93 месторождения — 72 нефтяных и 21 газовое [31]. За 2020 год добыча нефти из этих месторождений составила 124 млн тонн [21].

Вся нефтегазовая отрасль страны монополизирована государственной корпорацией National Iranian Oil Company (NIOC), которая по совместительству является второй нефтегазовой компанией в мире по добыче углеводородов с примерным годовым оборотом в $20 млрд за 2020 год. Данная корпорация находится под прямым контролем государства в лице Министерства нефти и энергетики и занимается абсолютно всеми мероприятиями по разведке, добыче и переработке нефти и газа, а также реализации нефтепродуктов и первичных ресурсов, часть которых производится на базе ряда дочерних компаний [32].

Нефтехимия ИРИ представлена 11 НПЗ, специализирующимися на производстве олефины и ароматических углеводородов, из которых синтезируются клеи, моющие средства, пластмассы, химические волокна и др. Всего было переработано 101.81 млн тонн нефти, 37 млн тонн которых приходятся на 2 крупнейших НПЗ в городах Абадан и Исфахан. Производство нефтепродуктов составило 84 млн тонн, 25 из которых было экспортировано [8].

Исламская Республика Иран является одним из самых важных поставщиков углеводородов на планете. Даже не смотря на последние три десятилетия, проведенные под санкциями США, Иран продолжает наращивать свой производственный и экономический потенциал. Если же с иранской продукции снимут торговое эмбарго, то страна мгновенно превратится в энергетическую сверхдержаву и займет положение крупнейшего мирового экспортера нефти и газа.

После событий 24 февраля 2022 года у Ирана появились возможности к изменению ситуации. Ввиду сближения Ирана, России и КНР на фоне западного внешнеполитического давления и вступления Ирана в БРИКС+, ИРИ имеет возможность нарастить экспортные мощности, поставляя углеводороды в Китай и Индию, а также их обменом с РФ. Это позволит расширить общий товарооборот между этими странами, а также привлечь иностранные инвестиции и обеспечить участие в международных проектах (наподобие Транспортного Коридора «Север − Юг»).

**f) Саудовская Аравия.** Нефтяной сектор является ключевой сферой экономики Саудовской Аравии – около 80 % доходов бюджета, 45 % ВВП и 90 % доходов от экспорта приходится на данную отрасль. Более пятидесяти лет назад королевство стояло у истоков ОПЕК, а сейчас, обладая внушительными запасами углеводородов, выступает одним из главных его экспортеров [6].

Саудовская Аравия занимает 2 место по доказанным запасам нефти в мире — на момент 2020 года они достигали 42,45 млрд тонн (17 % от общемировых запасов). Все запасы углеводородов принадлежат одной госкорпорации – Saudi Aramco с оборотом в $225,66 млрд (2020). За 2020 год Саудовская Аравия произвела 132 млн тонн нефтепродукции [8] – в основном полимеры, спирты, топливо и сельхозхимия [33]. Отрасль располагает более 20 НПЗ, самые крупные из которых расположены недалеко от месторождений Абкайк, Хурайс и города Рас-Танура. НПЗ в Рас-Тануре — самое крупное предприятие подобного типа в Саудовской Аравии, которое в состоянии перерабатывать до 27 млн тонн нефтепродуктов в год. Всего же за год общая нефтепереработка составила примерно 143 млн тонн нефти [7].

Большая часть нефти в Саудовской Аравии добывается на побережье нефтегазоносного бассейна Персидского залива — там расположено второе по величине месторождение в мире – Аль-Гавар и шельфовое Сафания-Хафджи. В восточной провинции страны разрабатывается третье по величине добычи в Саудовской Аравии месторождение Шайба и ряд других крупных месторождений. Вместе они дают более 60 % от всей добытой нефти в стране [13]. За 2020 год в Саудовской Аравии было добыто около 516 млн тонн нефти [21], из них более 50 % были экспортированы.

Саудовская Аравия является ключевым участником в организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК), она поставляет углеводороды и продукты нефтехимии в Японию (13,9 %), Китай (13,7 %), США (13,4 %), Южную Корею (10,2 %), Индию (7,2 %) и Сингапур (4,9 %). Имеет свои представительства по всему миру и поддерживает высокий уровень технологий, постепенно заменяя экспорт сырой нефти на нефтепродукты и нефтехимию.

В первой половине 2022 года политика Саудовской Аравии не сильно изменилась по сравнению с прошлыми годами — благодаря богатейшим запасам углеводородов и историческим связям с западным миром (в 1933 году американская Standart Oil впервые начала осваивать нефтезапасы Аравийского полуострова), однако интенсивно меняющаяся геополитическая реальность может сподвигнуть страну изменить устоявшиеся международные отношения. К примеру, Саудовская Аравия и РФ 5 октября на заседании ОПЕК+ приняли решение о значительном сокращении добычи нефти. Данный шаг может существенно ухудшить топливную ситуацию в США, вынуждая их брать запасы из своих существенно сократившихся резервов.

## Обзор тенденций стран Европы

Нефтехимическая отрасль в составе химической промышленности в Европе занимает второе место среди всех отраслей индустрии, уступая место лишь машиностроению. Данный сегмент индустрии хорошо развит в Италии, Германии, Англии, Франции, полностью обеспечивая себя и другие страны химической продукцией, а скандинавские государства и страны Восточной Европы, несмотря на очень развитую химическую инфраструктуру отдельных производств, являются странами-импортерами.

Большая часть нефтяных и газовых ресурсов на территории Европы истощена, тем не менее в 2020 году в регионе было добыто около 172 млн тонн сырой нефти [21], более 50 % которой было добыто на побережье Норвегии. За ней идет Великобритания – она добыла около 30 %. Группу крупнейших европейских поставщиков углеводородов

замыкают Италия, Дания и Румыния. Также нефть добывается в большинстве европейских стран, но их добыча неизмеримо меньше, чем у первых пяти. Этой нефти хватило, чтобы покрыть европейское потребление лишь на 32 % (в 2020 году оно составило около 521 млн тонн). Из-за подобной нехватки сырья ЕС требуются постоянные поставки углеводородов из России (25,5 %), США (9,5 %), Саудовской Аравии (6,6 %) и стран Африки (10 %) [34].

В Европе самые крупные месторождения находятся в Норвегии, Англии и Дании на шельфе Северного моря. В противоположность этим странам, основные итальянские месторождения расположены на суше. Самые крупные месторождения в Румынии – шельфовое Trident и на суше в районе Карагеа [14].

На территории Европы расположены около 114 крупных НПЗ с примерной мощностью в 860 млн тонн нефти ежегодно, большинство из них расположены в Италии (16), Германии (15), Англии (9), Франции (9), Испании (9), Румынии (7) и Нидерландах (6). Самым большим НПЗ в Европе является Shell Pernis, расположенный в г. Роттердам – предприятие способно переработать 20,9 млн тонн нефти в год [7]. Всего за 2020 год Европа была в состоянии произвести около 600 млн тонн нефтепродуктов [8].

Royal Dutch Shell — британо-нидерландская компания, одна из крупнейших в мире. Эта корпорация имеет свои лицензионные участки по всей планете – в Европе, Африке, США, Канаде, Южной Америке, Китае, Индии, Ближнем Востоке. Компания специализируется на добыче и переработке углеводородов, а также экспорте продуктов нефтехимии. Оборот компании на 2020 год составил $183,19 млрд [35].

TotalEnergies — французская корпорация, одна из крупнейших европейских и мировых нефтегазовых компаний с оборотом в $119,7 млрд за 2020 год. Компания представлена в 130 странах мира и занимается добычей нефти и газа, их переработкой и продажей, а также инвестирует в «зеленую» энергетику [36].

British Petroleum – английская транснациональная корпорация, работающая в большинстве регионов мира. Компания занимается разработками в сфере низкоуглеродной энергетики, добычей нефти и газа на суше и шельфовых зонах, синтезом нефтехимической продукции и ее продажей. Годовой оборот компании за 2020 год составил $109,08 млрд [37].

LyondellBasell Industries – английская нефтехимическая компания, один из лидеров по производству полипропилена, полиэтилена, катализаторов, а также крупный разработчик полимерных технологий с годовым оборотом в $27,75 млрд в 2020 году [38].

BASF – крупнейший в мире химический концерн, основанный в 1865 году на территории ФРГ, специализирующийся на производстве полимеров, пластиков, синтетического каучука и красителей. В 2020 году оборот компании составил $18,7 млрд. Концерн имеет крупные промышленные комплексы с замкнутым циклом производства по всему миру – США, страны ЕС, КНР, страны Юго-Восточной Азии и т.д. Также корпорация активно инвестирует в проекты по синтезу новых продуктов в сфере нефтехимии – так, BASF удалось разработать полукристаллический полиамид, который возможно эффективно применить при производстве оптических приборов и освещения [39].

INEOS – основанная в 1998 году, английская корпорация является одной из 5 крупнейших химических компаний мира с оборотом в $13,89 млрд на 2020 год [40]. Данная компания является крупным производителем углеродного волокна, синтетического масла, растворителей и пластмасс для товаров массового спроса [41].

Начиная с Парижского саммита 1972 года и вплоть до событий 24 февраля, страны Европы старались подстроить свою экономику под максимальное сокращение эмиссий углекислого газа путем постепенного внедрения «зеленой» энергетики, работающей на возобновляемых природных ресурсах – солнечная энергия, ветер, вода. Данная поли-

тика имела большой потенциал для развития, однако оказалась ненадежной в условиях мирового экономического кризиса. Сильнее всего могут пострадать нефтеперерабатывающие заводы, находящиеся вдали от морского побережья, так как прямые морские грузоперевозки для них закрыты, а резервуарные парки под нефть зачастую недостаточно объёмные. В пример можно привести польские НПЗ, которым потребовалось по меньшей мере 7 лет для того, чтобы перестроится под нефть из Норвегии и Саудовской Аравии. Подобные долговременные инвестиции могут сильно понизить их эффективность или в целом поставить под вопрос их рентабельность. Ключевыми потребителями российской нефти в ЕС на 2021 г. являлись Нидерланды (37,4 млн т), Германия (19,2 млн т), Польша (11,2 млн т), Словакия (5,3 млн т, 93 % экспорта нефти), Финляндия (6,3 млн т, 70 % экспорта нефти) и Венгрия (3,4 млн т, 57 % экспорта нефти). Подобные прогнозы, вкупе с неопределенностью и рисками могут спровоцировать «бегство капитала» из Европы в страны, менее подверженные нынешним событиям – в первую очередь Соединенные Штаты [15]. Эти прогнозы уже начали подтверждаться – американское издание The Wall Street Journal сообщило, что представители крупного европейского бизнеса начали переносить производства из Европы в США – первыми волна эмиграции затронула сферу автомобилестроения и машиностроения, а также химическую и нефтехимическую промышленности. Чтобы спровоцировать дальнейший уход производств из стран ЕС, Президент США Джо Байден подписал закон о снижении инфляции, предоставляющий налоговые льготы иностранным предприятиям на территории США.

## Обзор тенденций в Северной и Южной Америке

**а) Соединенные Штаты Америки.** США сохраняют свое первенство в сфере производства первичных химических веществ, и, скорее всего, продолжат оставаться на лидирующих позициях и далее, оставаясь конкурентоспособными в большинстве сегментов отрасли – на 2018 год американские химические предприятия занимали 3 позиции из десяти (Dow – 2-е место, $38,5 млрд годового оборота [42]; ExxonMobil – 6-е место, $181,5 млрд годового оборота [43]; DuPont – 10-е место, $14,34 млрд годового оборота




*Рис. 2. Лидеры мировой нефтяной отрасли за 2020 год*

[44]), также следует выделить еще одну крупную компанию, не попавшую в первую десятку – Chevron ($94,69 млрд оборота по состоянию на 2020 год [45]).

Первая тройка компаний производит широкий спектр нефтехимической продукции. Кроме этого, DuPont отличается ежегодными крупными инвестициями в научно-исследовательскую деятельность, ежегодно выделяя свыше $1 млрд на передовые разработки. Среди изобретений DuPont — нейлон, тефлон и фреон.

Chevron — крупнейшая энергетическая компания США и одна из самых крупных в мире. Она осуществляет разработку нефтяных и газовых месторождений, производство нефтепродуктов и их экспорт, владеет сетью из 5000 АЗС.

На данный момент США — абсолютный лидер по производству, потреблению и переработке углеводородов во всем мире. Основными нефтеносными регионами Соединенных Штатов является Техас (43 %), Северная Дакота (10,4 %), Нью-Мексико (9,2 %), Оклахома (4,1 %) и Колорадо (4 %) [18]. Отдельно нужно выделить прибрежную зону Мексиканского залива — в 2019 году в ней добывалось около 273 тыс. тонн нефти ежесуточно [48]. Всего за 2020 год в стране было добыто около 560 млн тонн сырой нефти [24].

В Штатах сосредоточено не менее 132 НПЗ, больше всего в мире. Крупнейшие из них способны перерабатывать 25-30 млн тонн ежегодно. За 2020 год американские НПЗ переработали около 950 млн тонн нефти и произвели 765 млн тонн нефтепродукции [7].

В Америке наращивают добычу нефти, преимущественно сланцевой. Из-за крупных объемов и доступа к богатым сланцевым месторождениям нефтехимической отраслью США заинтересованы иностранные инвесторы со всего мира – Японии, Бразилии, Таиланда, Саудовской Аравии и т.д.

Общеизвестно что США играет важнейшую роль в мировой экономике. Доллар США является мировой резервной валютой, следовательно, страны, использующие доллары в международных транзакциях, укрепляют экономику Соединенных Штатов. Поэтому американская нефтехимия является одной из наиболее развитых и имеет доступ к значительным производственным мощностям и потенциалам расширения.

После 24 февраля 2022 года, Америка, ввиду наложения санкций на РФ и пребывания в экономическом кризисе, приняла решение расконсервировать стратегический запас нефти. Запас упал уже до минимальных значений за последние 40 лет, однако позволил сохранить стабильность цены на нефть в мире. Эта инициатива, вкупе с дефицитом энергии и топлива в ЕС дают возможность предположить, что доля американской нефтехимической промышленности на мировом рынке возрастет за счет миграции туда европейских нефтехимических мощностей и капиталов.

**b) Канада.** В Канаде химическая промышленность является важным сектором экономики, на долю которого в 2020 году приходилось $36 млрд экспорта. Нефтехимия страны разделена между 3 центрами переработки в Альберте, Онтарио и Квебеке – всего в Канаде функционирует 17 НПЗ, самый крупный – Сен-Жан с мощностью переработки 14,93 млн тонн в год [7]. После обнаружения в 1947 году нефти в провинции Альберта, возникла процветающая региональная нефтехимическая промышленность [46]. Всего же за 2020 год в Канаде было добыто около 255 млн тонн нефти [21]. Начиная с синтеза этана, канадская нефтехимия перешла на другие виды сырья, получаемого при переработке битума и тяжелой нефти. В 2020 году объединённая канадская нефтяная промышленность переработала 102,81 млн тонн сырой нефти и произвела 91 млн тонн нефтепродукции [8]. Крупнейшие компании – производители нефтехимии – Suncor Energy и Imperial Oil.

Оборот Suncor Energy по состоянию на 2020 год составил $18,29 млрд. Компания владеет несколькими высокомощными нефтеперерабатывающими заводами и оперирует

во всех отраслях нефтегазовой отрасли. Suncor также управляет более чем 1500 АЗС по всей Канаде [48,49].

Imperial Oil является национальным производителем и продавцом нефтехимической продукции с розничными и сбытовыми сетями по всей стране. В 2020 году ее годовой оборот составил $16,53 млрд. Imperial Oil принадлежит ряд НПЗ по всей стране, однако данная компания принадлежит американскому гиганту ExxonMobil, который владеет 70 % акций компании [47,50].

Объем нефтехимического производства является избыточным для внутреннего потребления, что способствует развитию экспорта нефтепродуктов на международный рынок и дальнейшего инвестирования в эту отрасль. В качестве примера можно привести возрождение предприятий по синтезу метанола в Западной Канаде. Это позволит наладить поставки в Азию, тем самым потеснив производства на побережье Мексиканского залива в США и получив более обширную ресурсную базу для синтеза продукции высоких переделов [46].

Канада является одной из первых стран, которая ввела санкции против России. Побочный эффект от санкций был менее выражен, чем в странах Еврозоны, ввиду наличия у Канады крупных собственных запасов углеводородов, однако отсутствие доступных российских удобрений и нефтехимических продуктов понизило поступления в национальную казну и ограничило возможности сельскохозяйственного сектора страны. Так как США принадлежат контрольные пакеты акций канадских компаний нефтяной и нефтехимической отрасли, а также более 80 % нефти, добываемой в Канаде, идет в Соединенные Штаты, при дальнейшем обострении топливного и геополитического кризиса в мире развитие нефтяной и нефтехимической промышленности страны зависит от положения дел в Штатах, их заинтересованности в увеличении или сокращении поставок нефти и нефтепродуктов.

**c) Бразилия.** Нефтяной сектор – одна из системообразующих отраслей экономики Бразилии, из-за чего его регулирование и эффективное использование является абсолютным приоритетом в политике крупнейшей страны Латинской Америки.

Около 90 % месторождений принадлежат государственной компании Petrobras. На шести крупнейших месторождениях совокупно добывают около 35 % всей бразильской нефти [51]. На 2020 год нефтедобыча в Бразилии составила 146,37 млн тонн нефти [21].

Нефтеперерабатывающая отрасль Бразилии на момент 2020 года обладала 17 НПЗ с проектной мощностью в 120 млн тонн нефти [7] и выработкой 96 млн тонн нефтепродуктов в год [8]. Самым мощным НПЗ в Бразилии является Replan с возможностью обработки до 22 млн тонн нефти [7]. Основной продукт нефтехимии – топливо, оно составляет около 80 % от всего переработанного на НПЗ сырья. Кроме этого, Бразилия является одним из мировых центров производства этанола, занимая около 35 % рынка сбыта данного спирта. Эти показатели, а также крупные запасы углеводородов (2-е место по запасам после Венесуэлы на континенте) делают Бразилию крупным игроком на всемирном рынке нефти и нефтепродуктов с перспективами дальнейшего развития [16].

Самая крупная компания в Бразилии — Petrobras, контролирующая около 90 % добычи и переработки углеводородов в стране с годовым оборотом в $53,68 млрд (2020). Наряду с добычей и переработкой компания занята геологоразведкой, продажей электроэнергии, экспортом нефти и нефтепродуктов, которые проводятся через ряд дочерних компаний [52].

После февраля 2022 года Бразилия отказалась поддерживать санкции против России, мотивируя это «отстаиванием национальных интересов Бразилии», тем самым, не ухудшив дипломатические отношения с Россией и ее партнерами. Данный шаг может позволить нарастить товарооборот между двумя странами, в том числе и экспорт СПГ,

доставляемого из РФ. Также есть возможность привлечь российские нефтяные компании в Бразилию, где совместно могут проводиться проекты по постройке дополнительных СПГ терминалов и НПЗ, а также возможен обмен опытом в сфере геологоразведки, глубинной добычи и синтеза веществ из «тяжелой» нефти.

## Анализ тенденций развития в России

Нефтегазовый сектор является одним из главных обеспечителей платежного баланса страны – из него составляются инвестиционные ресурсы, поддерживается курс национальной валюты, формируется половина федерального бюджета и около 70 % выручки от экспорта. Отрасли промышленности, связанные с добычей, переработкой и экспортом нефти и нефтепродуктов играют в экономике России крайне значительную роль и продолжают укреплять свои позиции, в большей степени из-за ослабления других отраслей, отсутствия инноваций и неразвитости экономических институтов.

Нефтехимия в России развита хуже, чем в странах Европы и Америки, однако власти прилагают значительные усилия для стабилизации ситуации. Российской нефтегазохимией занимается ряд компаний, самыми крупными из которых является «Лукойл», «Газпром», «Роснефть» и «Сибур». Годовой оборот этих компаний за 2020 год составил $77,8 млрд, $87,8 млрд, $20,6 млрд и $7,3 млрд соответственно [53, 54, 55].

«ЛУКОЙЛ», «Газпром» и «Роснефть» занимаются нефтехимической промышленностью через свои дочерние компании. «ЛУКОЙЛ» имеет нефтехимические комбинаты в Буденновске и Саратове, а также по одному на Украине и в Болгарии. Совместно с «Сибуром», «ЛУКОЙЛ» владеет контрольным пакетом акций комбината «Полиэф». Основным нефтеперерабатывающим предприятием «Газпрома» является Омский НПЗ – один из самых современных нефтеперерабатывающих заводов России и один из крупнейших в мире. Помимо него нефтепереработка осуществляется в Салавате, Ярославле, Москве, Сургуте, на территории Сербии и Беларуси. У «Роснефти» нефтепереработка налажена в Туапсе, Комсомольске-на-Амуре, Саратове, Рязани, Ачинске, Сызрани, Новокуйбышевске, Куйбышеве и Ангарске. «Роснефть» также владеет долями в ряде перерабатывающих активов за рубежом – в Белоруссии и Индии. На данный момент одним из важнейших проектов компании является строительство Приморского нефтехимического комплекса мощностью 10 млн тонн в год, который должен быть сооружён в Приморском крае.

Самой крупной нефтегазохимической компанией в РФ и одной из самых быстроразвивающихся в мире является «Сибур» [22]. С 2010 года по настоящее время компания инвестировала в проекты широкой направленности более 1 трлн руб. Одной из главных особенностей данной компании является источник сырья для синтеза продукции — побочные продукты от добытых другими компаниями углеводородов. Деятельность «Сибура» в первую очередь направлена на синтез продуктов нижнего сектора нефтехимии — топлива, смазок, полимеров, пластиков, спиртов и т. д. Одна из основных продукций, производимых на ГПЗ и НПЗ «Сибура» – олефины, из которых в свою очередь создают полипропилен и полиэтилен. Пластики, искусственный каучук и различные топливные присадки также являются основным направлением производства компании. С 2017 года компания начала реализовывать цифровизацию производства – проект сможет существенно повысить эффективность объектов нефтепереработки и энергетики, что жизненно необходимо для РФ. После начала СВО данное решение показало свою актуальность — при дефиците развитой промышленной электроники и нефтепродукции высоких переделов, а также невозможности создания и наращивания производственных мощностей по их созданию, страну практически неминуемо ждет экономическая и научная стагнация, что фатально для быстроразвивающегося и меняющегося мира.

С 2014 года Россия находится под экономическими санкциями, введенными США, Канадой и ЕС и ограничивающими развитие страны сразу в нескольких отраслях экономики, в том числе и в нефтегазовом секторе. Данные санкции ограничивали импорт оборудования и оказание услуг по освоению и добыче нефти на глубоководном шельфе, трудноизвлекаемых месторождениях и в Арктике. На момент введения первого пакета санкций 17 марта 2014 года зависимость от иностранного оборудования и комплектующих составляла 60 %. По словам бывшего министра промышленности и торговли Дениса Мантурова на момент апреля 2022 года эта зависимость снизилась до 40 % [17]. С февраля 2022 года санкции в нефтегазовой отрасли были усилены посредством наложения эмбарго на поставки в РФ оборудования и технологий для нефтедобычи, производства СПГ и нефтепереработки, уходом иностранных компаний с российского рынка.

Одной из самых пострадавших отраслей от февральских санкций является нефтесервис (геофизика, сейсморазведка, бурение, ремонт). По данным отраслевого консультанта Vygon Consulting, в 2020 году российский рынок данной отрасли составил $21,9 млрд, и лишь 48 % от них — доля отечественных компаний. Лидирующие позиции занимали Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, RFD, Roxar. Примером проблемы с отечественными техническими разработками может служить освоение трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), основанное на технологии гидроразрыва пласта – на основании данных Центрального диспетчерского управления ТЭК (ЦДУ ТЭК), в 2020 году около 40 % операций с использованием этой технологии осуществлялось иностранными компаниями – Schlumberger и Halliburton, австрийской PeWeTe и канадской Calfrac. Около 90 задействованных комплексов ГРП – импортного производства, а большая их часть была приобретена более 10 лет назад. Все эти потерянные мощности необходимо будет восполнить в ближайшее время, а оборудование заменить российскими аналогами [19].

Другая сильно пострадавшая от санкций область — катализаторы для НПЗ. С 2014 по 2022 годы количество иностранного сырья сократилось с 70 до 30 %, но все равно занимало крупную нишу в отечественной нефтепереработке. На данный момент, компания «Роснефть» добилась значительных успехов для дальнейшего сокращения зависимости НПЗ от иностранных поставок – «Роснефть» полностью заменила импортные катализаторы, обеспечивающие получение дизельного топлива класса «Евро-5», на собственные. Помимо этого, отечественный аналог значительно менее прихотлив при эксплуатации в плане начальных температур, что позволяет дольше использовать катализатор, сокращая издержки. Параллельно этому, дочерняя компания «РоснефтьКат» на основании собственных разработок в 2022 году смогла произвести первый отечественный крупнотоннажный катализатор гидрокрекинга на базе предприятия «Башнефть — Уфанефтехим». Данная инновация позволит существенно нарастить выпуск моторных топлив «Евро-5», не обращаясь к западным ресурсам [19]. Ранее, в 2020 году, компания смогла по аналогичной схеме наладить производство катализаторов для дизельного топлива и газойля. На данный момент компания «Роснефть» располагает производственными и технологическими ресурсами для выпуска 50 различных катализаторов процессов нефтепереработки и нефтехимии, с помощью которых выпускается топливо специального назначения, водород, метанол, осушители, сорбенты и т. д. Помимо всего прочего, «Башнефть» сумела ввести в пользование мощнейший из всех 74 российских НПЗ «Ново-Уфимский» с возможностью перерабатывать до 22 млн тонн нефти в год, на базе которого представляется возможным применить ранее названные инновации [7].

Помимо частных инициатив со стороны компаний, Россия должна поддерживать развитие нефтегазовой и нефтегазохимической промышленности на правительственном уровне — инвестиции в данную отрасль составили 2,6 % от суммарного объема по стране (в 2020 г.— $7,5 млрд). По итогам 2020 г., суммарная валовая добавленная стоимость (ВДС) в нашей стране в 2 раза меньше, чем в странах «Западного мира» – 1,3 % (1,25 трлн руб.) против 2,7 % в Германии и 2,2 % в США. Этих показателей можно добиться при помощи комплексного развития всей отрасли — крупно-, средне- и малотоннажной нефтегазохимии — синтеза и переработки пластмасс, производства шин, лаков и т. д. На данный момент сектор остается невостребованным со стороны частного капитала – лишь 10 % от общих инвестиций в химическую промышленность (50 млрд руб.) были потрачены на развитие НГХ. В 2020 году 3,7 % от всех налоговых поступлений в казну пришлось на продукцию нефтепереработки (преимущественно за счет продажи акцизов на топливо), в то время как налоги со всей химической промышленности (включая нефте- и газохимию) составили лишь 0,5 % [17]. Учитывая, что объем инвестиций в НГХ и нефтепереработку сопоставим, можно заключить, что до сих пор наиболее развитой частью сектора является крупнотоннажная нефтехимия. Экономические санкции, отсутствие в данной сфере передовых технологий и возможностей их производить еще значительнее усугубляют ситуацию в данной отрасли. Для решения сложившейся проблемы в 2020 г. был принят закон об обратном акцизе на этан и природный газ. Данный закон был принят в первую очередь для поддержания предприятий по переработке этана. Также постоянно ведутся переговоры с крупнейшими переработчиками этана и СУГ по поводу создания и совместной реализации инвестпроектов в нефтегазохимической отрасли – эти усилия вкупе с относительно дешевыми и доступными углеводородами и электроэнергией могут помочь сформировать ресурсную базу для химии среднего и нижнего переделов, а затем и обеспечить их постоянный рост. Прогнозируется, что в ближайшие 10-15 лет российская НГХ сможет обогнать по объемам и по своей доле на рынке первичную нефтепереработку. За 2020 год было переработано 270 млн тонн нефти и синтезировано около 263 млн тонн нефтепродукции [8].

Стратегически важным шагом для нефтехимической промышленности России может стать модернизация и постройка новых НПЗ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Округ является основным регионом добычи нефти – было добыто 40 % от всей российской нефти за 2020 год – 210,7 млн тонн из 513 млн тонн [21, 20]. Здесь же расположены одни из самых крупных месторождений – Самотлорское (23 млн тонн), Приобское (34,68 млн тонн), Приразломное (3,3 млн тонн). Наличие внушительных запасов углеводородов, удобное расположение (доступ к крупным рекам — Обь, Иртыш) и уже имеющиеся нефте- и газоперерабатывающие заводы (11 ГПЗ и 6 НПЗ соответственно) позволят региону оперативно наладить инфраструктуру (дороги, порты) и стабильный рост производственных мощностей, что в свою очередь создаст ресурсную базу для организации нефтехимических предприятий по выпуску продукции высоких переделов (пластиков, синтетических волокон, композитных материалов и т. д.). Подобная инициатива будет способствовать увеличению уровня жизни местного населения (увеличение зарплат, доступ к качественной продукции), а также привлекательность ХМАО для трудовой миграции (необходимость в высококвалифицированных специалистах). В конечном итоге это приведет к значительному увеличению поступлений в местную и федеральную казну, что может подтолкнуть государство к продолжению инвестирования в этот регион.

## Выводы

Обобщая все вышесказанное, можно выделить «западные» тенденции до и после событий 24 февраля. До весны этого года европейское сообщество старалось поддерживать «зеленую» энергетику, постепенно отказываясь от углеводородов в качестве основного источника энергии. Итогом этого стал повальный отказ от данных инициатив при первых проблемах с поставками сырья и топлива из облагаемых «экологическими» налогами стран, на которых, как оказалось, держалась большая часть европейской промышленности. США вынуждены расконсервировать свои стратегические запасы углеводородов, чтобы поддержать экономику на текущем уровне, а также прикладывать усилия по усугублению кризиса на европейском рынке путем наложения дальнейших санкций на российские энергоресурсы. Данная инициатива направлена на выведение цен на российские газ и нефть на одну плоскость с СПГ из США, позволяя американским нефтегигантам полностью монополизировать энергорынок европейского союза.

Россия же на данный момент прикладывает значительные усилия для выведения импортозамещения на приемлемые для экономики значения, но на данный момент в большинстве областей технологический отрыв не ликвидирован, а материальной базы в плане мест переработки нефтегазохимии (НПЗ, ГПЗ) с современным оборудованием недостаточно. На рисунках 1 и 2 показаны производственные мощности у стран-лидеров в нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической области – РФ находится в данной таблице на 4 месте следом за КНР, ЕС и США. Первая тройка имеет сопоставимую тенденцию развития – переработка и производство товаров из нефти превалирует над добычей, с той разницей что в США добыча находится на более высоком уровне ввиду доступа к обширным месторождениям углеводородов. У России ситуация противоположна: добыча крайне сильно преобладает над обработкой, что говорит об отсутствии у страны необходимых мощностей для работы с такими объемами углеводородов. На данный момент у РФ, ввиду санкций, наложенных Западом, появилась возможность развивать свою собственную химическую промышленность – наиболее пристального внимания требует средне- и малотоннажная нефтехимия, ввиду их зависимости от иностранных поставок и малых мощностей, неспособных удовлетворить российский рынок. Инвестиции и всесторонняя государственная поддержка в этих областях гарантирует значительное повышение поступлений в казну, связанное с высокой маржинальностью продукции высоких переделов. Большие запасы углеводородов, а также отсутствие конкуренции со стороны иностранных компаний позволят со временем развить НГХ до международного уровня, сильно повысив технологический уровень страны и благосостояние граждан из-за доступа к современным качественным пластикам, полимерам, композитным материалам и т. д. Основной базой для развития многотоннажной нефтехимии в РФ может стать территория ХМАО – Югры, обладающая ресурсами и инфраструктурной базой для вывоза готовой продукции. При условии постоянного инвестирования в данную отрасль, со временем на базе уже готовых предприятий возможен выпуск среднетоннажной и малотоннажной нефте- и газохимии.

Критически важно организовать рынки сбыта вдали от Европы и США – Ближний Восток, Азия (в первую очередь Китай), а также страны Латинской Америки (такие как Бразилия). Помимо построения рынков углеводородов (что также является критически важным – после зимы 2022 года поставки возросли в несколько раз), необходимо наладить и обмен технологиями с этими странами, при помощи которых появится возможность еще более оперативно сократить отставание в промышленности. Примером может послужить Китайская Народная Республика, которая является одним из лидеров по производству микросхем (15,3 % от мирового рынка), с которыми Россия развивает

торговое сотрудничество. РФ в состоянии наладить поставку в эту страну газа неона, необходимого для производства полупроводников, в обмен на уже готовую продукцию, либо технологии в необходимой нам области. Другим направлением может стать Индия — наша страна с богатым опытом разработки углеводородов может предложить свои услуги по геологоразведочным работам, электрификации областей, что позволит реализовать комплексные международные проекты при помощи российских наработок в сфере технологий и технического оборудования. Также существует возможность наращивания поставок СПГ, топлива и нефти, крайне необходимых Индии. Схожая ситуация обстоит с Ираном и Бразилией, за исключением того, что этим странам необходима не поставка сырья, а помощь в освоении уже открытых месторождений –повышении технологичности производства и переработки, открытии новых НПЗ и ГПЗ, а также помощь в реализации продукции — в первую очередь электрификации. Япония и Южная Корея обладают бесценным опытом в создании и эксплуатации крупных заводов по переработке нефти и газа, а также их инфраструктурного обеспечения и логистики. Россия в состоянии предоставить требуемые объемы углеводородов, необходимые данным странам для роста экономики и поддержания благосостояния в обмен на вышеназванные технологии. Для расширения сотрудничества и закрепления на рынке этих стран возможно привлечение инвестиций с обеих сторон для создания нефте-/газопровода или иного проекта, схожего по своей сути с «Сахалином-2».

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Митина, Н. Н.** Особенности развития нефтегазовой отрасли в Китайской Народной Республике / Н.Н. Митина, Ижань Бай. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2021. – № 4. – С.44-50.

2. **Стрельцов, Д. В.** Глобальные позиции Японии в мировой экономике: долгосрочные тенденции / Д.В. Стрельцов. – Текст : непосредственный // Восточная аналитика. – 2017. – № 3. – С.54-58.

3. **Гулакова, О. И.** Оценка потребления нефти в Южной Корее с позиции интересов России / О.И. Гулакова. – Текст : непосредственный // Вестник Омского Университета. – 2014. – № 3. – С.126-129.

4. **Рева, А. Р.** Нефтяная индустрия Индии: анализ и риски / А.Р. Рева. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 3. – С.97-103.

5. **Халова, Г. О.** Современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Индии / Г.О. Халова, А.Р. Рева. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2016. – № 7. – С.76-80.

6. **Румянцева, А. Е.** Энергетическая политика Саудовской Аравии / А.Е. Румянцева, Т.Ю. Коломиец, П.С. Полынцев, А.В. Данилова. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 52 (186). – С. 108-111.

7. Список нефтеперерабатывающих заводов // Французская Википедия : сайт. – URL: https://ru.frwiki.wiki/wiki/Liste_de_raffineries_de_p%C3%A9trole (Дата обращения: 20.08.2022). – Текст : электронный.

8. Производство нефтепродуктов // Мировая энергетическая статистика. – URL: https://yearbook.enerdata.ru/oil-products/world-refined-production-statistics.html (Дата обращения: 20.08.2022). – Текст : электронный.

9. Развитие добычи нефти в Китае // NEFTOK. – URL: https://neftok.ru/strany/kitaj-neft.html (Дата обращения: 22.07.2022). – Текст : электронный.

10. Индия // Горная энциклопедия. – URL: https://gufo.me/dict/mining_encyclopedia/%D0%98%D0%BD%D0%B4%D0%B8%D1%8F (Дата обращения: 16.08.2022). – Текст : электронный.

11. Индия-бюджет 2022/23 как шаг к мировому экономическому лидерству // Высшая Школа Экономики. – URL: https://we.hse.ru/irs/news/571126224.html (Дата обращения: 16.08.2022). – Текст : электронный.

12. The Economic Times: Индия увеличила импорт российской нефти в 50 раз // Ведомости. – URL:https://www.vedomosti.ru/economics/news/2022/06/24/928275-indya-uvelichila-import-rossiiskoi-nefti-v-50-raz-za-tri-mesyatsa (Дата обращения: 16.08.2022).– Текст : электронный.

13. Нефтяная отрасль промышленности Саудовской Аравии // Neftegaz.ru. – URL: https://neftegaz.ru/analisis/history/542575-neftyanaya-otrasl-promyshlennosti-saudovskoy-aravii/ (Дата обращения: 01.08.2022). – Текст : электронный.

14. Где в Европе добывают нефть // Euromag. – URL:https://www.google.com/amp/s/www.euromag.ru/amp/articles/gde-c-evrope-dobyvajut-neft/ (Дата обращения: 18.08.2022).– Текст : электронный.

15. Дюков предрек закрытие НПЗ в Европе из-за санкций // Ведомости. – URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/06/17/927238-zakritie-npz-evrope (Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

16. Анализ мирового рынка этилового спирта в 2017-2021 гг., прогноз на 2022-2026 // BusinesStat. –URL:https://businesstat.ru/catalog/id7405/ (Дата обращения: 06.09.2022).– Текст : электронный.

17. Как нефтегазовая отрасль переходит на отечественные технологии // Ведомости. – URL:https://www.vedomosti.ru/partner/articles/2022/04/29/920343-neftegazovaya-otrasl (Дата обращения: 20.07.2022). – Текст : электронный.

18. Сибур: Единый отчет за 2020 год -Август 2021 // Национальная Ассоциация Нефтегазового Сервиса. – URL:https://nangs.org/analytics/sibur-edinyj-otchet-pdf (Дата обращения: 08.08.2022). – Текст : электронный.

19. Нефтегазохимия пока не стала мотором для экономики России // Ведомости. – URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/08/17/882344-neftegazohimiya-ekonomiki (Дата обращения: 22.08.2022).– Текст : электронный.

20. Добыча нефти // Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана : официальный сайт. – URL: https://www.crru.ru/dobicha.html (Дата обращения: 27.07.2022). – Текст : электронный.

21. Oil production – Country rankings // The GlobalEconomy.com. – URL: https://www.theglobaleconomy.com/rankings/oil_production/ (Дата обращения: 22.08.2022). – Текст : электронный.

22. China National Petroleum Corporation. – URL: http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/aboutcnpc_index/shtml (Дата обращения: 25.07.2022). – Текст : электронный.

23. Integrated report 2020 // Eneos Holdings. – URL: https://www.hd.eneos.co.jp/english/ir/library/annual/ (Дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.

24. Products // Mitsubishi Chemical Group. – URL: https://www.m-chemical.co.jp/en/products/index.html (Дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.

25. KAITEKI Report 2020 // Mitsubishi Chemical Group. – URL: https://www.mitsubishichem-hd.co.jp/english/ir/library/kaiteki_report.html (Дата обращения: 12.08.2022).– Текст : электронный.

26. LG Chem 2020 audit report // LG chem. – URL: https://www.Igchem.com/company/Investment-information/ir-report/audit-report/consolidated-financial-statements (Дата обращения: 03.08.2022). – Текст : электронный.

27. SK Innovation 2020 audit report // SK Innovation. – URL: https://eng.skinnovation.com//company/audit_report.asp (Дата обращения: 03.08.2022). – Текст : электронный.

28. Annual report 2020-2021 // Oil and Natural Gas Corporation. – URL: https://ongcindia.com/webleng/investors/annual-reports/annual-reports21 (Дата обращения: 10.08.2022). – Текст : электронный.

29. Annual report 2020-2021 // Bharat Petroleum Corporation. – URL: https://www.bharatpetroleum.in//pdf/OurFinancial/BPCL-AR-2022-21-04092021-1206AM-with-Link-Compressedcompressed-9e07f3.pdf (Дата обращения: 10.08.2022). – Текст : электронный.

30. Integrated Annual Report 2020-2021 // Reliance Industries Limited. – URL: https://www.ril.com/ar2020-21/index/html (Дата обращения: 10.08.2022). – Текст : электронный.

31. Iran oil and Gas resources // Pars Times. – URL:https://www.parstimes.com/liol.html (Дата обращения: 01.08.2022). – Текст : электронный.

32. Iran business resources // Pars Times. – URL:https://www.parstimes.com/business/iran/ (Дата обращения: 01.08.2022). – Текст : электронный.

33. Saudi Aramco Annual Report 2020 // Saudi Aramco. – URL:https://www.aramco.com/en/investors/reports-and-presentations# (Дата обращения: 02.08.2022). – Текст : электронный.

34. Oil consumption in Europe and CIS 2004-2021 // Statista. – URL:https://www.statista.com/statistics/332050/total-oil-daily-consumption-in-europe/ (Дата обращения: 18.08.2022).– Текст : электронный.

35. Shell Annual Report 2020 // Royal Dutch Shell. – URL:https://reports.shell.com/annual-report/2020/consolidated-financial-statements/statement-of-income.php (Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

36. Form 20-F 2020 // Total Energies. – URL:https://totalenergies.com/investors/publications-and-regulated-information/regulated-information/annual-financial-reports (Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

37. Bp-annual-report-and-form-20f-2020 // British Petroleum. – URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/annual-report.html (Дата обращения: 18.08.2022).– Текст : электронный.

38. 2020 Annual Report // Lyondellbasell. – URL:https://www.lyondellbasell.com/en/investors/quarterly-releases/ (Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

39. BASF Report 2020 // BASF. – URL: https://report.basf.com/2020/en/ (Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

40. 2020 ANNUAL REPORT // INEOS. – URL: https://www.ineos.com/investor-relations/annual-reports/ (Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

41. Our products // INEOS. – URL: https://www.ineos.com/products/ Дата обращения: 18.08.2022). – Текст : электронный.

42. Annual Report 2020 // Dow Corporate. – URL: https://investors.dow.com/en/reporting/-en-financial-reporting-/default.aspx (Дата обращения: 20.08.2022). – Текст : электронный.

43. XOM-2020 Annual Report // ExxonMobil. – URL:https://corporate.exxonmobil.com/investors/Investor-relations/Investor-relations-publications-archive#ProxyStatementsandExecutiveCompensationOverviews (Дата обращения: 20.08.2022). – Текст : электронный.

44. Form 10-k 2020 // DuPont de Nemours, Incorporated. – URL: https://www.investors.dupont.com/investors/dowdupont-investors/filings-and-reports/default.aspx (Дата обращения: 20.08.2022). – Текст : электронный.

45. 2020 Annual Report // Chevron Corporation. – URL: https://www.chevron.com/investors/financial-information#annual-reports (Дата обращения: 20.08.2022). – Текст : электронный.

46. The Canadian Petrochemicals Industry: Navigating Uncertain Global Waters // Cgai.ca. – URL: https://www.cgai.ca/the_canadian_petrochemicals_industry_navigating_uncertain_global_waters (Дата обращения: 11.09.2022). – Текст : электронный.

47. About // Imperial Oil. – URL: https://www.imperialoil.ca/en-ca/company/about (Дата обращения: 11.09.2022). – Текст : электронный.

48. What we do // Suncor. – URL: https://www.suncor.com/en-ca/what-we-do (Дата обращения: 11.09.2022). – Текст : электронный.

49. Suncor Energy (SU) – Revenue // companiesmarketcap.com Statista. – URL: https://companiesmarketcap.com/suncor-energy/revenue/ (Дата обращения: 11.09.2022). – Текст : электронный.

50. Imperial Oil (IMO) – Revenue // companiesmarketcap.com. – URL: https://companiesmarketcap.com/imperial-oil/revenue/ (Дата обращения: 11.09.2022).– Текст : электронный.

51. Crude oil production in Brazil 2021, by state and location // Statista. – URL: https://www.statista.com/statistics/1058694/brazil-crude-oil-production-state/#:~:text=Rio%20de%20Janeiro%20is%20the,99.2%20million%20barrels%20that%20year. (Дата обращения: 23.08.2022). – Текст : электронный.

52. Form 20-F 2020 // Petrobras. – URL:https://www.investidorpetrobras.com.br/en/presentations-reports-and-events/annual-reports/ (Дата обращения: 23.08.2022). – Текст : электронный.

53. Gazprom Annual Report 2020 // Gazprom. – URL: https://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReports/PDF/LSE_OGZD_2020.pdf (Дата обращения: 05.10.2022). – Текст : электронный.

54. Rosneft Annual Report 2020 // Rosneft. – URL: https://www.rosneft.com/Investors/Reports_and_presentations/Annual_reports/(Дата обращения: 05.10.2022). – Текст : электронный.

55. Consolidated Financial Statements IFRS 2020 // LUKOIL. – URL: https://www.lukoil.com/InvestorAndShareholderCenter/FinancialReports (Дата обращения: 05.10.2022). – Текст : электронный.

УДК 550.84-028.45

# СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРОБОПОДГОТОВКИ ОБРАЗЦОВ НЕФТЕЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ V И NI МЕТОДОМ АТОМНО-ЭМИССИОННОЙ СПЕКТРОМЕТРИИ С ИНДУКТИВНО-СВЯЗАННОЙ ПЛАЗМОЙ

**И.Р. Нигаметзянов, В.М. Муратова, Э.А. Вторушина, А.Н. Нигаметзянова**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Ханты-Мансийск*

В данной статье описаны сравнительные результаты определения ванадия и никеля с применением двух методов пробоподготовки: сухая минерализация (сжигание пробы в автоматическом анализаторе коксового остатка по Конрадсону) и микроволновое разложение. Полученные в ходе исследования результаты могут быть полезны при выборе более оптимального метода для исследования микроэлементного состава образцов нефтей.

*Сухая минерализация, микроволновое разложение, микроэлементный анализ, АЭС-ИСП*

# COMPARATIVE ANALYSIS OF OIL SAMPLE PREPARATION METHODS FOR V AND NI DETERMINATION BY INDUCTIVELY COUPLED PLASMA ATOMIC EMISSION SPECTROMETRY

**I.R. Nigametzyanov, V.M. Muratova, E.A. Vtorushina, A.N. Nigametzyanova**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Khanty-Mansiysk*

This article describes the comparative results of the determination of vanadium and nickel using two methods of sample preparation: dry mineralization (burning the sample in an automatic carbon residue analyzer according to Conradson) and the microwave decomposition. The results obtained during the study can be useful in choosing a more optimal method for studying the trace element composition of oil samples.

*Dry mineralization, microwave decomposition, trace element analysis, AES-ICP.*

Сведения об элементном и микроэлементном составе углеводородных систем необходимы для установления механизмов происхождения нефти и газа. В нефтях разного генезиса концентрации микроэлементов могут варьировать от $10^{-7}$ до $10^{-2}$ % масс [1]. Повышенное содержание микроэлементов характерно для высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. Металлы с наибольшей концентрацией – это ванадий, никель, железо и цинк, содержание которых дополнительно информирует о возрасте и происхождении нефти, а также путях ее миграции.

Присутствие металлов в углеводородном сырье отрицательно сказывается на эффективности способов очистки, применяющихся в процессах переработки нефти и нефтепродуктов (каталитический крекинг, гидрогенизация, гидрообессеривание и др.). Высокие концентрации никеля, титана, ванадия негативно влияют на катализаторы, их каталитическую способность вследствие блокировки активных центров, что приводит к необходимости регенерации катализаторов [2].

Для определения микроэлементов в углеводородных системах традиционно используют спектральные методы анализа, в основе которых лежит регистрация спектров определяемых элементов при попадании аэрозоля пробы в источник возбуждения, измерение уровня эмиссии или адсорбции атомов и ионов и определение их концентрации посредством построения градуировочных графиков. Особое предпочтение отдается атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (АЭС-ИСП) – это экспрессный высокочувствительный метод идентификации и количественного определения элементов, преимущественно ориентированный на исследование жидких сред с возможностью прямого анализа сложных органических образцов, включая нефть, сжигаемую в токе кислорода [3].

Единственным способом определения микроэлементов, не требующим пробоподготовки, является использование специальной системы для прямого ввода образцов (распылитель, распылительная камера с внутренней перегородкой, вспомогательный газ) нефти или нефтепродуктов, предварительно разбавленных органическим растворителем. Использование такой системы ввода проб позволяет экспрессно выполнить анализ, а также нивелировать увеличение нагрузки на плазму растворителем вследствие более высокой летучести и меньшего его поверхностного натяжения. Однако, дооснащение спектрометра является экономически затратной процедурой, а удаление легких фракций для стабилизации плазмы требует проведения предварительной фракционной разгонки пробы.

Одним из ключевых факторов получения достоверных результатов определения микроэлементного состава является корректная пробоподготовка образцов нефти и нефтепродуктов, то есть полное окислительное разложение органической матрицы, достигающееся различными способами сухого и мокрого озоления или разложения кислотами в открытых или закрытых системах. Известные деструктивные способы пробоподготовки имеют свои положительные и отрицательные стороны. Например, ограничения, связанные с величиной навески образца, обусловленные ростом давления при разложении, разбавление образца, вероятность загрязнения и неполное разложение органической матрицы. В то же время использование различных современных систем разложения позволяет одновременно проводить подготовку большого количества проб, что существенно ускоряет выполнение анализа [4].

Целью исследования является сравнительный анализ способов пробоподготовки углеводородных проб (сухая и мокрая минерализация) для определения никеля и ванадия методом атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой.

Определение Ni и V в подготовленных образцах нефтей осуществляли на атомно-эмиссионном спектрометре с индуктивно-связанной плазмой iCAP 7400 DUO при рабочих параметрах, приведенных в таблице 1.

Подготовку образцов нефти проводили двумя способами:

1) **Методом сухой минерализации посредством сжигания образца нефти и последующим кислотным разложением.** Навеску хорошо перемешанного образца нефти массой 1 г помещали в фарфоровый тигель и подвергали термической деструкции сначала на автоматическом анализаторе для определения коксуемости по Конрадсону с температурным циклом нагревания до 600 °С, затем – в муфельной печи с озолением при температуре 800 °С в течение 20 минут. Полученный зольный остаток растворяли в концентрированной соляной кислоте, количественно переносили во фторопластовую мерную пробирку и разбавляли бидистиллированной водой до 10 см$^3$ [5].

2) **Методом микроволнового разложения в закрытых сосудах.** Навеску хорошо перемешанного образца нефти массой 1 г помещали во фторопластовый реакционный сосуд, добавляли концентрированную азотную кислоту и пероксид водорода в соотношении

8:1. Герметично закрытый реакционный сосуд помещали в камеру микроволновой печи Multiwave 5000 «Anton Paar» и подвергали разложению в условиях, приведенных в таблице 2.

*Таблица 1*

**Рабочие параметры определения микроэлементов методом ИСП-АЭС**

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Детектор | Полупроводниковый CID |
| Спектральный диапазон, нм | 166-847 |
| Газ | Аргон |
| Обзор плазмы | Двойной (аксиальный, радиальный) |
| Мощность генератора, Вт | 1150 |
| Скорость насоса, об/мин | 50 |
| Скорость плазмообразующего вспомогательного, распылительного и охлаждающего потоков, л/мин | 1; 0,5; 12 |
| Распылительная камера | Циклонная стеклянная |
| Число параллельных измерений | 2 |
| Внутренний стандарт | Скандий |

*Таблица 2*

**Программа разложения проб в микроволновой системе Multiwave 5000 «Anton Paar»**

| Этап | Температура, °С | Мощность, Вт | Давление, бар | Продолжительность, мин |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 140 | 400 | 60 | 15 |
| 2 | 260 | 700 | 60 | 35 |
| 3 | 70 | 0 | 0 | 20 |

После разложения и охлаждения полученный кислотный раствор количественно переносили во фторопластовую мерную пробирку и доводили бидистиллированной водой до объема 25 см$^3$.

Холостой раствор готовили в соответствии с применяемым способом пробоподготовки. Оценку достоверности полученных результатов проводили методом добавок, которые вносились в пробу после проведения процедуры разложения. Результаты исследований приведены в таблице 3.

*Таблица 3*

**Результаты АЭС-ИСП определения содержания элементов в образцах нефти, подготовленных методами сухой и мокрой минерализации**

| Наименование пробы | Определяемый элемент | Длина волны, нм | Массовая концентрация в пробе, мг/кг | Массовая концентрация в пробе с добавкой, мг/кг | Введено, мг/кг | Найдено, мг/кг |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Пробоподготовка методом сухой минерализации | | | | | | |
| Проба № 1-1 | **Ni** | 221,647 | 0,073 ± 0,011 | 1,41 ± 0,21 | 1,41 | 1,33 ± 0,21 |
| | **V** | 292,402 | 1,40 ± 0,21 | 2,91 ± 0,44 | 1,41 | 1,51 ± 0,21 |
| Проба № 1-2 | **Ni** | 221,647 | 0,066 ± 0,010 | 1,31 ± 0,16 | 1,28 | 1,24 ± 0,16 |
| | **V** | 292,402 | 1,28 ± 0,19 | 2,48 ± 0,39 | 1,28 | 1,20 ± 0,19 |
| Пробоподготовка методом микроволнового разложения в закрытых сосудах | | | | | | |
| Проба № 1-3 | **Ni** | 221,647 | 0,73 ± 0,11 | 1,53 ± 0,25 | 0,73 | 0,80 ± 0,12 |
| | **V** | 292,402 | 1,03 ± 0,21 | 1,74 ± 0,26 | 0,73 | 0,74 ± 0,11 |
| Проба № 1-4 | **Ni** | 221,647 | 0,74 ± 0,11 | 1,59 ± 0,24 | 0,74 | 0,85 ± 0,12 |
| | **V** | 292,402 | 0,92 ± 0,19 | 1,67 ± 0,25 | 0,74 | 0,75 ±0,11 |

Как видно из данных таблицы 3, при использовании как метода сухой минерализации, так и метода микроволнового разложения наблюдается сходимость между двумя параллельными измерениями в пределах погрешности. Достоверность полученных результатов и методики измерения подтверждается процедурой внесения добавок в

подготовленную пробу для каждого определяемого элемента. Концентрации введенных добавок соответствуют рассчитанным.

При сравнении между собой результатов, полученных с использованием разных способов пробоподготовки (см. табл. 3) видно, что по содержанию ванадия нет статистически значимых отличий, то есть результаты можно считать совпадающими. Однако содержание никеля в методе пробоподготовки сухого озоления на порядок отличается от метода пробоподготовки микроволновым разложением. Это может быть связано с потерями на начальном этапе пробоподготовки во время сжигания образца нефти в автоматическом анализаторе коксового остатка по Конрадсону, так как соединения никеля (при достижении температуры выше чем 400 °С) могут улетучиваться или образовывать труднорастворимые в концентрированных минеральных кислотах комплексы, не перешедшие в раствор, используемый для детектирования. Факт улетучивания никеля во время процедуры пробоподготовки косвенно подтверждает результаты «введено-найдено». Добавка никеля в пробу вносилась после процедуры пробоподготовки и была детектирована на приборе в том же количестве, в котором вводилась, что говорит об отсутствии матричных влияний, которые могли бы приводить к снижению аналитического сигнала никеля.

Таким образом, метод сухой минерализации рекомендуется, если стоит задача только по определению в образцах нефти содержания ванадия. Данный метод удобно применять, если помимо определения ванадия, стоит задача определения коксуемости по Конрадсону. Для определения большего количества микроэлементов рекомендуется использовать метод микроволнового разложения. Он имеет преимущества в сравнении с методом сухой минерализации: исключение улетучивания определяемых элементов из-за герметичности системы; отсутствие образования труднорастворимых комплексов, благодаря введению в пробу нефти смеси концентрированных минеральных кислот; полный контроль температуры и давления на каждом этапе пробоподготовки из-за наличия современного программного обеспечения.

## ЛИТЕРАТУРА


1. **Гребнева-Балюк, О. Н.** Многоэлементный анализ нефти методами АЭС-ИСП и МС-ИСП с использованием микроволновой пробоподготовки/ О.Н. Гребнева-Балюк, И.В. Кубракова, О.А. Тютюнник, С.Ю. Лапшин, Д.В. Пряжников. – Текст : непосредственный // Журнал аналитической химии. – 2021. – Т. 76. – № 3. – С. 218-226.

2. **Пономарева, Г. А.** Металлы в нефти месторождений Оренбургской области / Г.А. Пономарева. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2019. – № 2(54). – С. 56-62.

3. **Худашова, А. И.** К вопросу об определении содержания металлов в нефтепродуктах / А.И. Худашова, Н.Н. Пуляев, В.Л. Пильщиков. – Текст : непосредственный // Наука без границ. – 2020. – № 3 (43). – С. 76-81.

4. **Марютина, Т. А.** Современные способы определения микроэлементов в нефти и ее отдельных фракциях / Т.А. Марютина, О.Н. Катасонова, Е.Ю. Савонина, Б.Я. Спиваков. – Текст : непосредственный // Журнал аналитической химии. – 2017. – Т. 72. – № 5. – С. 417-436.

5. **Нигаметзянов, И. Р.** Многоэлементный анализ нефти методом АЭС-ИСП с предварительной сухой минерализацией / И.Р. Нигаметзянов, В.М. Куклина, П.А. Капустянская, Э.А. Вторушина // Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири: тезисы X Региональной молодежной конференции имени В.И. Шпильмана. – Ханты-Мансийск: Сектор редакционно-издательской работы Научной библиотеки ЮГУ, 2022. – С.68-70. – Текст : непосредственный.

УДК 553.041(571.12)

# ПЕРЕЧНИ УЧАСТКОВ НЕДР ПО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМУ АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ – ЮГРЕ, ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ДЛЯ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ В ПОЛЬЗОВАНИЕ В 2023 ГОДУ

**Н.Л. Таркова, М.В. Тихонова, К.В. Евлаш**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень*

В статье представлен краткий обзор Перечней участков недр по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре, предлагаемых для предоставления в пользование в 2023 году для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых, а также для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений полезных ископаемых за счет средств недропользователей.

*Перечень недр, аукционные участки, участки на геологическое изучение, промышленные запасы, ресурсы, стартовый платеж*

# LISTS OF LICENSE BLOCKS IN THE KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS OKRUG – YUGRA TO BE OFFERED TO POTENTIAL LICENSEES IN 2023

**N.L. Tarkova, M.V. Tihonova, K.V. Evlash**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen*

The article provides a brief overview of the license blocks in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra to be offered in 2023 for geological studies, exploration and production of minerals, as well as for geological studies for prospecting and evaluating deposits to be funded by licensees.

*List of subsurface blocks, auction blocks, blocks for geological study/exploration, recoverable reserves, resources, initial payment*

В перечень участков недр, предлагаемых для предоставления в пользование в 2023 году включено 47 участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья и 20 участков на геологическое изучение недр (рис. 1).

Общая площадь всех участков 28 тыс. км$^2$, что составляет 10 % от всей площади нераспределенного фонда недр (НРФН) ХМАО – Югры. Суммарная площадь аукционных участков 21 тыс. км$^2$, участков на геологическое изучение – 7 тыс. км$^2$.

Большая часть участков на геологическое изучение находится в Белоярском районе, а основная часть аукционных участков распределилась между Белоярским, Октябрьским, Ханты-Мансийским и Кондинским административными районами ХМАО –Югры.

В пределах границ Ляминского 20, Малобыстринского, Помутского 3, Похорского 2, Сергинского 18 и Южно-Трехозерного участков находятся населенные пункты. На двух участках расположены особо охраняемые природные территории (ООПТ): Природный парк регионального значения «Самаровский Чугас» (Ляминский 20), памятник природы регионального значения «Ильичевский бор» (Похорский 2). Земли населенных пунктов и особо охраняемые природные территории исключаются из площадей участков недр.

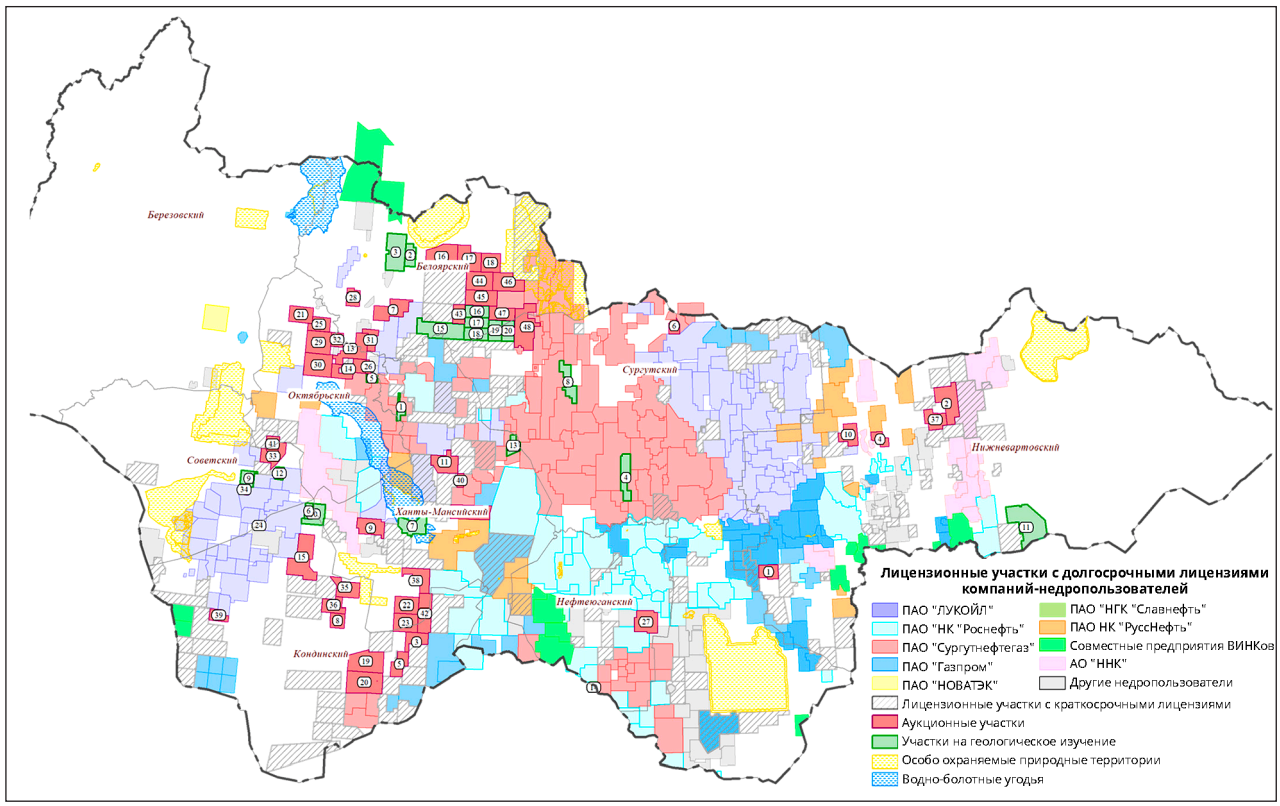



*Рис. 1. Схема лицензирования ХМАО – Югры перечня участков недр на 2023 год*

Русловой участок расположен в пойме р. Обь и в водно-болотном угодье «Верхнее Двуобье», имеющем международное значение главным образом в качестве местообитания водоплавающих птиц. Проведение работ по геологическому изучению недр, разведке и добыче УВС возможно при условии соблюдения режима охраны и использования водно-болотного угодья и при наличии утвержденного в установленном порядке регламента хозяйственной деятельности.

## Участки недр, предлагаемые для передачи в пользование с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в 2023 году

В перечень участков, предлагаемых для предоставления в пользование в 2023 г., включено 47 участков с целью геологического изучения, разведки и добычи УВ сырья (рис. 2, 3).

Аукционные участки, предлагаемые к передаче в 2023 году, относятся к 11 нефтегазоносным районам 6 нефтегазоносных областей. Большая часть всех участков располагается в Сергинском НГР (26 %) Красноленинской НГО.

Участки располагаются в различных условиях относительно удаленности от объектов инфраструктуры:

– от 0 до 241 км от магистральных нефтепроводов;
– от 0 до 155 км от магистральных газопроводов;
– от 0 до 68 км от автомобильных дорог с твердым покрытием.

*Таблица 1*

**Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиски и оценка), разведка и добыча полезных ископаемых**

| № пп | Наименование участка недр | Общая площадь участка, км² | Запасы и прогнозные ресурсы нефти, млн т по Госбалансу на 01.01.2021 г. | | | | | | Изученность участка бурением, скв. | Изученность участка сейсмическими работами 2D, км/км² | Стартовый размер разового платежа, млн руб. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $C_1$ | $C_2$ | $D_0$ | $D_л$* | $D_1$ | $D_2$ | | | |
| 1 | АГАТОВЫЙ | 303,3 | | | 7,083 | | 2,5 | 0,5 | 2 | 1,5 | 100 |
| 2 | ВОСТОЧНО-АЙГУЛЬСКИЙ | 706,4 | | | 1,717 | | 13,4 | 0,7 | 5 | 0,7 | 34 |
| 3 | ВОСТОЧНО-ЗАОЗЕРНЫЙ | 326,1 | | | | | 7,2 | 0,4 | 2 | 0,6 | 9 |
| 4 | ВОСТОЧНО-ЭЙЕГАНСКИЙ | 195,9 | | | 5,319 | 0,131 | 3,9 | 0,4 | 4 | 1,2 | 74 |
| 5 | ЗАПАДНО-БОЛЧАРИНСКИЙ | 351,6 | | | | 9,053 | 5,2 | 0,4 | 0 | 0,8 | 53 |
| 6 | ЗАПАДНО-НЯТЛОНГСКИЙ | 120,1 | | | 1,017 | 3,968 | 1,8 | 0,1 | 3 | 0,7 | 34 |
| 7 | КАЗЫМСКИЙ 3 | 621,6 | | | | | 23 | 0,5 | 0 | 0,5 | 27 |
| 8 | КАРЫМСКИЙ | 246,7 | | | | | 1,8 | 0,2 | 0 | 0,8 | 2 |
| 9 | КРАСНОЛЕНИНСКИЙ 1 | 483,4 | | | | | 13,1 | 0,6 | 2 | 0,5 | 16 |
| 10 | КУЛИНТУРСКИЙ | 386,1 | | | | | 11 | 0,8 | 3 | 0,2 | 14 |
| 11 | ЛЯМИНСКИЙ 17 | 528,2 | | | | | 15,7 | 1,5 | 1 | 0,7 | 17 |
| 12 | ЛЯМИНСКИЙ 20 | 630,8 | | | | | 19,8 | 0,7 | 2 | 0,5 | 23 |
| 13 | МОИМСКИЙ 1 | 552,4 | | | | | 15,3 | 0,4 | 0 | 0,8 | 18 |
| 14 | МОИМСКИЙ 2 | 476,3 | | | | 0,277 | 12,4 | 0,4 | 2 | 0,8 | 16 |
| 15 | ОНТОХСКИЙ 1 | 984,1 | 1,193 | 7,146 | 0,696 | | 6 | 1,3 | 6 | 0,4 | 552 |
| 16 | ПОМУТСКИЙ 1 | 804,9 | | | 0,573 | 0,695 | 6,4 | 10,6 | 3 | 1,1 | 29 |
| 17 | ПОМУТСКИЙ 2 | 606,8 | | | 2,338 | 0,538 | 3,6 | 6,7 | 2 | 1,2 | 41 |
| 18 | ПОМУТСКИЙ 3 | 421,9 | | | | | 2,5 | 7,3 | 0 | 0,4 | 11 |
| 19 | ПОХОРСКИЙ 1 | 802,9 | | | | 7,459 | 6 | 0,8 | 0 | 1,3 | 48 |
| 20 | ПОХОРСКИЙ 2 | 878,2 | | | | 3,72 | 7,6 | 0,8 | 0 | 1,3 | 30 |
| 21 | РАДОМСКИЙ | 423,4 | | | 2,003 | 1,62 | 4 | 0,3 | 4 | 1,0 | 39 |
| 22 | СЕВЕРО-ЗАОЗЕРНЫЙ 1 | 454,6 | | | | 0,031 | 9,9 | 0,5 | 1 | 1,1 | 12 |
| 23 | СЕВЕРО-ЗАОЗЕРНЫЙ 2 | 505 | | | | | 11,1 | 0,6 | 1 | 0,8 | 13 |
| 24 | СЕВЕРО-КАЮМОВСКИЙ | 97,2 | 1,651 | 0,521 | 0,158 | | 0,6 | 0,1 | 6 | 2,2 | 264 |
| 25 | СЕВЕРО-ОКТЯБРЬСКИЙ | 320,5 | | | | | 7,6 | 0,3 | 0 | 0,7 | 9 |
| 26 | СЕВЕРО-РОГОЖНИКОВСКИЙ 3 | 74,8 | | | | | 1,1 | 0,1 | 0 | 0,3 | 1 |
| 27 | СЕВЕРО-ЧУПАЛЬСКИЙ | 548,9 | 1,558 | 9,698 | | | 15,4 | 1,4 | 7 | 0,6 | 652 |
| 28 | СЕРГИНСКИЙ 9 | 251,6 | | | | | 6,7 | 0,2 | 0 | 0,7 | 8 |
| 29 | СЕРГИНСКИЙ 17 | 637,1 | | | | | 16,1 | 0,5 | 1 | 0,7 | 19 |
| 30 | СЕРГИНСКИЙ 18 | 724,6 | | | | | 19,5 | 0,6 | 0 | 0,5 | 23 |
| 31 | СЕРГИНСКИЙ 24 | 243,3 | | | | | 4,8 | 0,2 | 0 | 0,6 | 6 |
| 32 | СЕРГИНСКИЙ 26 | 189,4 | | | | | 4 | 0,2 | 2 | 1,4 | 5 |
| 33 | ТЕРПЕЕВСКИЙ 1 | 377,3 | | | | | 6,5 | 0,3 | 1 | 1,1 | 8 |
| 34 | ШАИМСКИЙ 3 | 119,1 | | | 1,127 | 0,597 | 0,4 | 0,2 | 2 | 1,6 | 20 |
| 35 | ШЕБУРСКИЙ | 462,1 | | | 1,08 | | 3,4 | 0,4 | 0 | 0,7 | 17 |
| 36 | ШУГУРСКИЙ | 347 | | | 0,665 | | 3,2 | 0,3 | 1 | 1,0 | 12 |
| 37 | ЮЖНО-АЙГУЛЬСКИЙ | 407,1 | | | 3,76 | 5,784 | 7,2 | 0,6 | 4 | 1,3 | 79 |
| 38 | ЮЖНО-ТАШИНСКИЙ | 419,6 | | | | | 10,9 | 0,5 | 0 | 1,9 | 13 |
| 39 | ЮЖНО-ТРЕХОЗЕРНЫЙ | 205,2 | 0,388 | 0,607 | 1,884 | | 0,6 | 0,3 | 10 | 1,2 | 138 |
| 40 | ЮЖНО-УРМАННЫЙ | 105,3 | | | 1,625 | | 1,4 | 0,1 | 1 | 2,5 | 23 |
| 41 | ЮЖНО-ХАНГОКУРТСКИЙ | 231,1 | 0,289 | 2,198 | | | 2,9 | 0,5 | 3 | 1,1 | 151 |
| 42 | ЮЖНО-ЯНЛОТСКИЙ | 578,7 | | | | | 17,5 | 0,6 | 2 | 0,4 | 20 |
| 43 | ЮИЛЬСКИЙ 1 | 257,5 | | | | | 6,7 | 0,1 | 0 | 0,3 | 8 |
| 44 | ЮИЛЬСКИЙ 4 | 550,5 | | | | | 3,3 | 7,8 | 1 | 0 | 9 |
| 45 | ЮИЛЬСКИЙ 5 | 534,3 | | | | | 3,7 | 7,7 | 1 | 0,2 | 13 |
| 46 | ЮИЛЬСКИЙ 12 | 374,7 | | | | | 2,6 | 5,8 | 0 | 0,3 | 6 |
| 47 | ЮИЛЬСКИЙ 15 | 956,9 | | | | | 31,1 | 0,4 | 5 | 0,8 | 32 |

** по данным АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» по состоянию на 01.01.2022 г.*

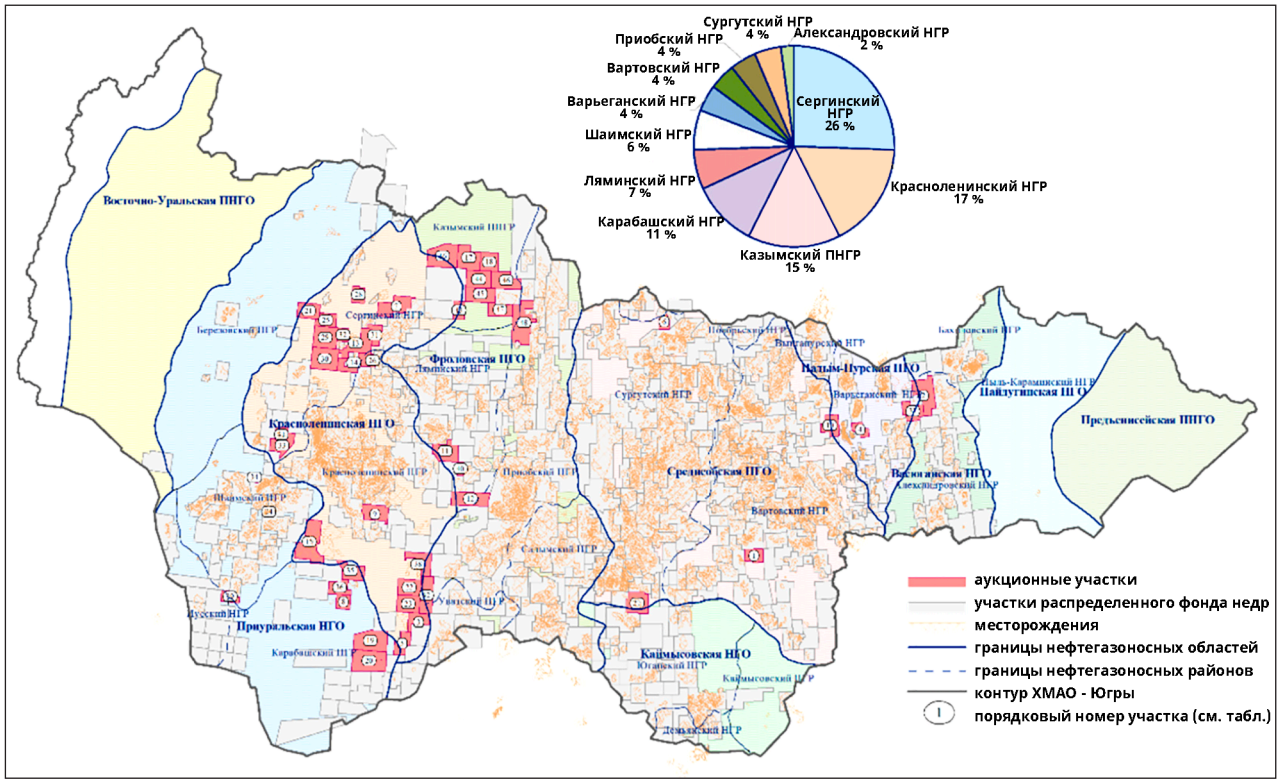



*Рис. 2. Схема нефтегеологического районирования аукционных участков*

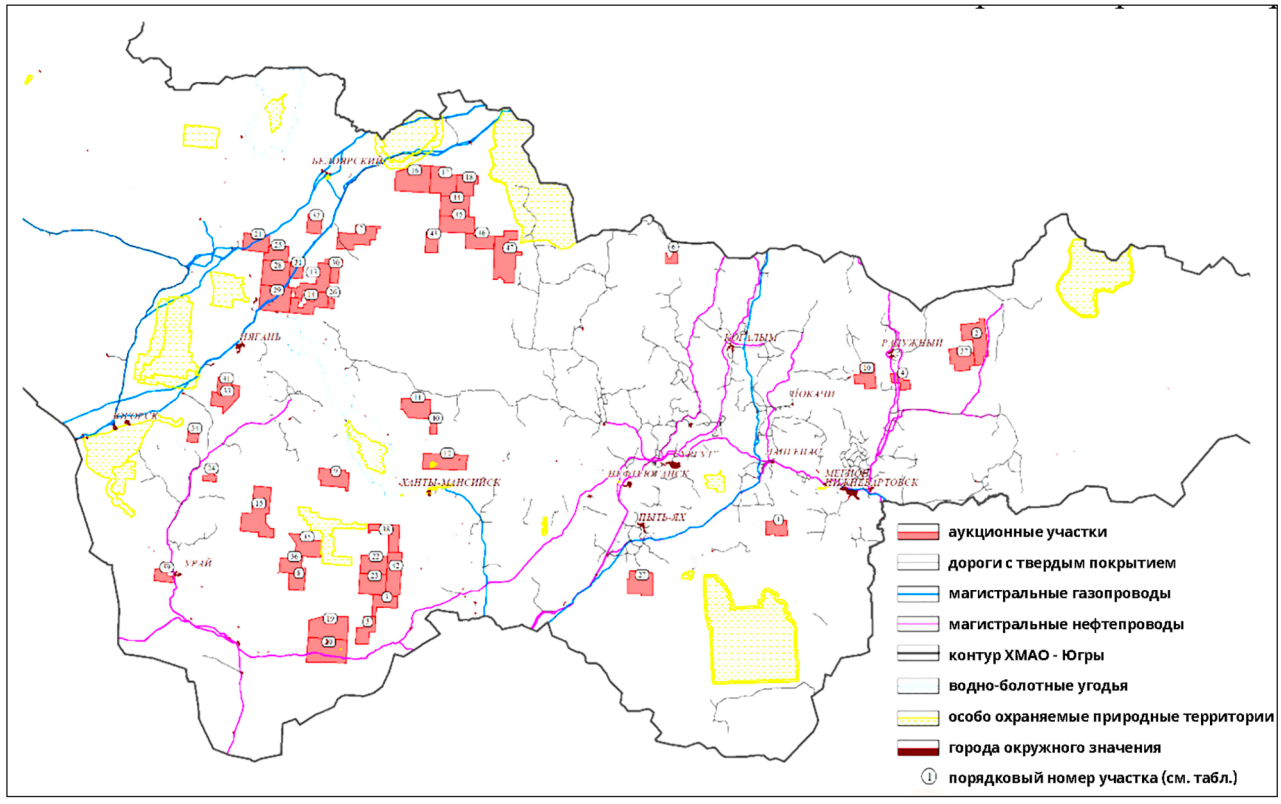



*Рис. 3. Схема инфраструктуры ХМАО – Югры аукционных участков*

70 % всех предлагаемых участков изучены поисково-разведочным бурением – в границах 32 аукционных участков пробурено 92 поисково-разведочные скважины общей глубиной проходки – 245 тыс. м. Средняя плотность изученности сейсморазведочными работами участков составляет 0,9 км/км$^2$.

Согласно данным Государственного баланса запасов на 01.01.2021 г. на территории пяти участков – Онтохский 1, Северо-Каюмовский, Северо-Чупальский, Южно-Трехозерный, Южно-Хангокуртский числятся месторождения нефти с суммарными извлекаемыми промышленными запасами нефти по категориям $C_1+C_2$ – 25,5 млн т.

В пределах 17 участков расположены 33 ловушки, с суммарными подготовленными ресурсами нефти по категории $D_0$ – 31,05 млн т (по Госбалансу на 01.01.2021 г.).

В пределах 10 участков выявлены 33 ловушки, суммарные локализованные ресурсы по категории $D_л$ составляют 33,9 млн т (по данным АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» на 01.01.2022 г.).

Суммарные перспективные и прогнозируемые ресурсы нефти на участках предлагаемых на предоставление по совмещенной лицензии категорий $D_1+D_2$ составляют 446 млн т (по данным ФГБУ «ВНИГНИ» на основании количественной оценки ресурсов УВС России (по состоянию на 01.01.2017 г.).

В пределах границ участков зарегистрировано 87 территорий традиционного природопользования, пользователь недр обязан согласовывать с представителями коренных малочисленных народов Севера размещение объектов инфраструктуры.

Суммарный стартовый размер разового платежа по 47 участкам, планируемым к выставлению на аукционы в 2023 году составил 2,7 млрд руб.

Расчет стартового размера разового платежа на получение права пользования недрами произведен на основании Методики расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 31 марта 2022 года № 242.

Стоимость поисковых участков, планируемых к передаче через аукционы, колебалась от 1,4 млн руб. (Северо-Рогожниковский 3 участок, с суммарными ресурсами нефти $D_1+D_2$ – 1,2 млн т) до 100 млн руб. (Агатовый участок, с ресурсами нефти $D_0$ – 7,083 млн т и $D_1+D_2$ – 3,0 млн т). Средняя стоимость одного участка составила 24 млн руб.

Средняя стоимость участков с месторождениями составила 351 млн руб., и колебалась от 138 млн руб. за Южно-Трехозерный участок (с запасами нефти $AB_1C_1+B_2C_2$ – 0,995 млн т) до 652 млн руб. за Северо-Чупальский участок (с запасами нефти $AB_1C_1+B_2C_2$ – 11,256 млн т).

## Участки недр, предлагаемые для передачи в пользование с целью геологического изучения за счет средств недропользователей

В перечень участков, предлагаемых для предоставления в пользование в 2023 г., включено 20 участков на геологическое изучение (рис. 4, 5).

Участки относятся к 9 нефтегазоносным районам 5 нефтегазоносных областей. Большая часть всех участков располагается в Казымском ПНГР (20 %) Фроловской НГО и в Красноленинском НГР (20 %) Красноленинской НГО.

Участки располагаются в различных условиях относительно удаленности от объектов инфраструктуры:

– от 0 до 216 км от магистральных нефтепроводов;

– от 0 до 162 км от магистральных газопроводов;

– от 0 до 63 км от автомобильных дорог с твердым покрытием.

*Таблица 2*

**Геологическое изучение за счет средств недропользователей**

| № пп | Наименование участка недр | Общая площадь участка, км² | Прогнозные ресурсы нефти, млн т по Госбалансу на 01.01.2021 г. | | | | Изученность участка бурением, скв. | Изученность участка сейсмическими работами 2D, км/км² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $D_0$ | $D_л$* | $D_1$ | $D_2$ | | |
| 1 | ВОСТОЧНО-ВЫСОТНЫЙ | 149,4 | | | 5,4 | 0,1 | 3 | 0,9 |
| 2 | ВОСТОЧНО-КАЗЫМСКИЙ | 266 | 1,847 | 0,261 | 3,7 | 0,2 | 0 | 0,8 |
| 3 | КАЗЫМСКИЙ | 797,4 | 14,006 | 2,484 | 3,2 | 0,6 | 4 | 0,7 |
| 4 | МАЛОБЫСТРИНСКИЙ | 451,2 | | | 9,6 | 1,4 | 7 | 1,8 |
| 5 | МАЛОРОГОЖНИКОВСКИЙ | 97,4 | | 2,1 | 2,1 | 0,1 | 1 | 1,1 |
| 6 | ПОТАНАЙСКИЙ | 135,0 | | | 2,2 | 0,2 | 2 | 0,9 |
| 7 | РУСЛОВОЙ | 458,5 | 4,125 | 4,102 | 10,2 | 0,6 | 2 | 0,9 |
| 8 | СЕВЕРО-АЙ-ПИМСКИЙ | 397,3 | | | 18 | 0,4 | 0 | 2 |
| 9 | СЕВЕРО-ЛОВИНСКИЙ | 207,3 | | | 3,4 | 0,3 | 0 | 0,6 |
| 10 | СЕВЕРО-ОНТОХСКИЙ 1 | 363,1 | 1,0 | 1,002 | 4,7 | 0,5 | 2 | 0,1 |
| 11 | СЕВЕРО-ТУНГОЛЬСКИЙ | 1177,9 | | 2,481 | 10,6 | 1,2 | 1 | 0,8 |
| 12 | СЕВЕРО-ЯХЛИНСКИЙ | 115,4 | | | 2,2 | 0,2 | 3 | 1,4 |
| 13 | ТУМАННЫЙ | 186,9 | | | 8,9 | 0,2 | 4 | 2,7 |
| 14 | ЮЖНО-ВУЕМСКИЙ | 34,4 | | | 1,2 | 0,1 | 0 | 0 |
| 15 | ЮИЛЬСКИЙ 2 | 798,0 | | | 19,6 | 0,7 | 0 | 0,1 |
| 16 | ЮИЛЬСКИЙ 6 | 338,3 | | | 3,4 | 5,5 | 0 | 0,3 |
| 17 | ЮИЛЬСКИЙ 7 | 291,0 | | | 2,9 | 4,7 | 0 | 0,4 |
| 18 | ЮИЛЬСКИЙ 8 | 341,1 | | | 8,7 | 1,9 | 0 | 0,4 |
| 19 | ЮИЛЬСКИЙ 13 | 319,9 | | | 8,3 | 1,3 | 0 | 0,4 |
| 20 | ЮИЛЬСКИЙ 14 | 301,1 | | | 7,4 | 1,3 | 0 | 0,3 |

* *по данным АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» по состоянию на 01.01.2022 г.*

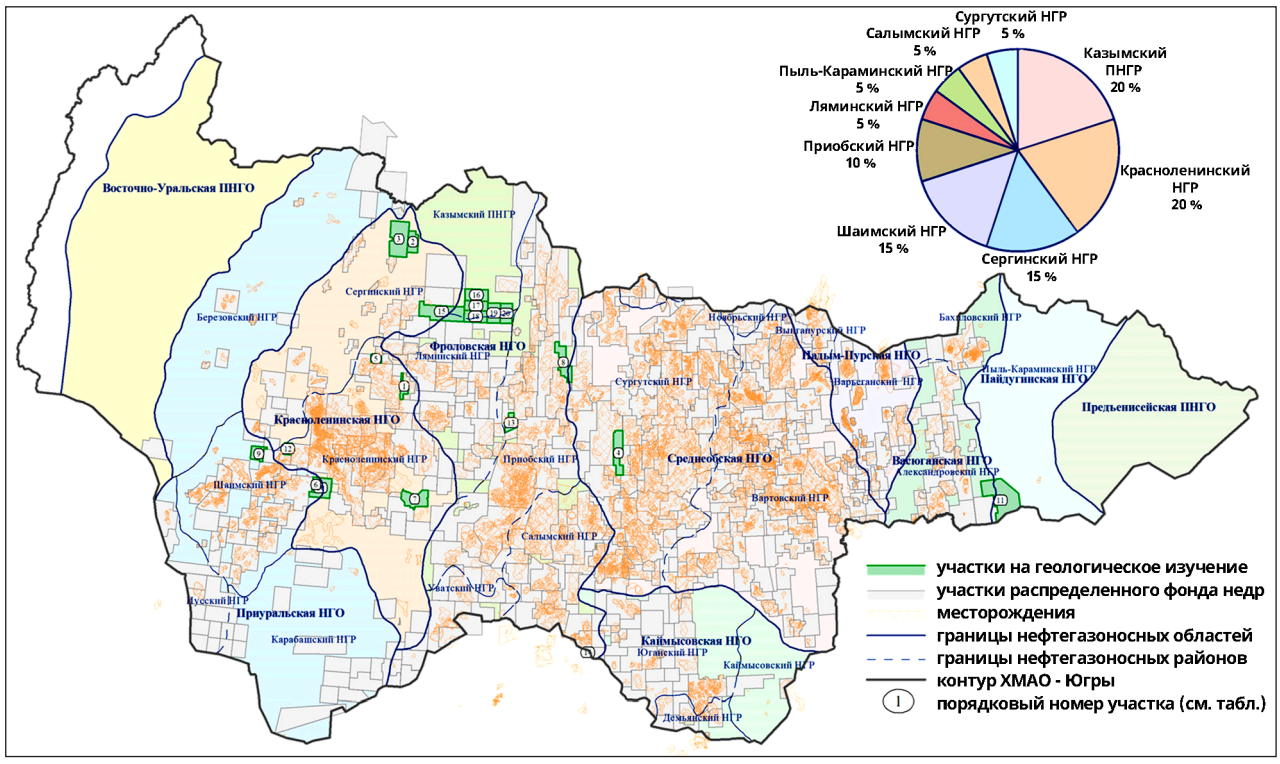



*Рис. 4. Схема нефтегеологического районирования участков на геологическое изучение*

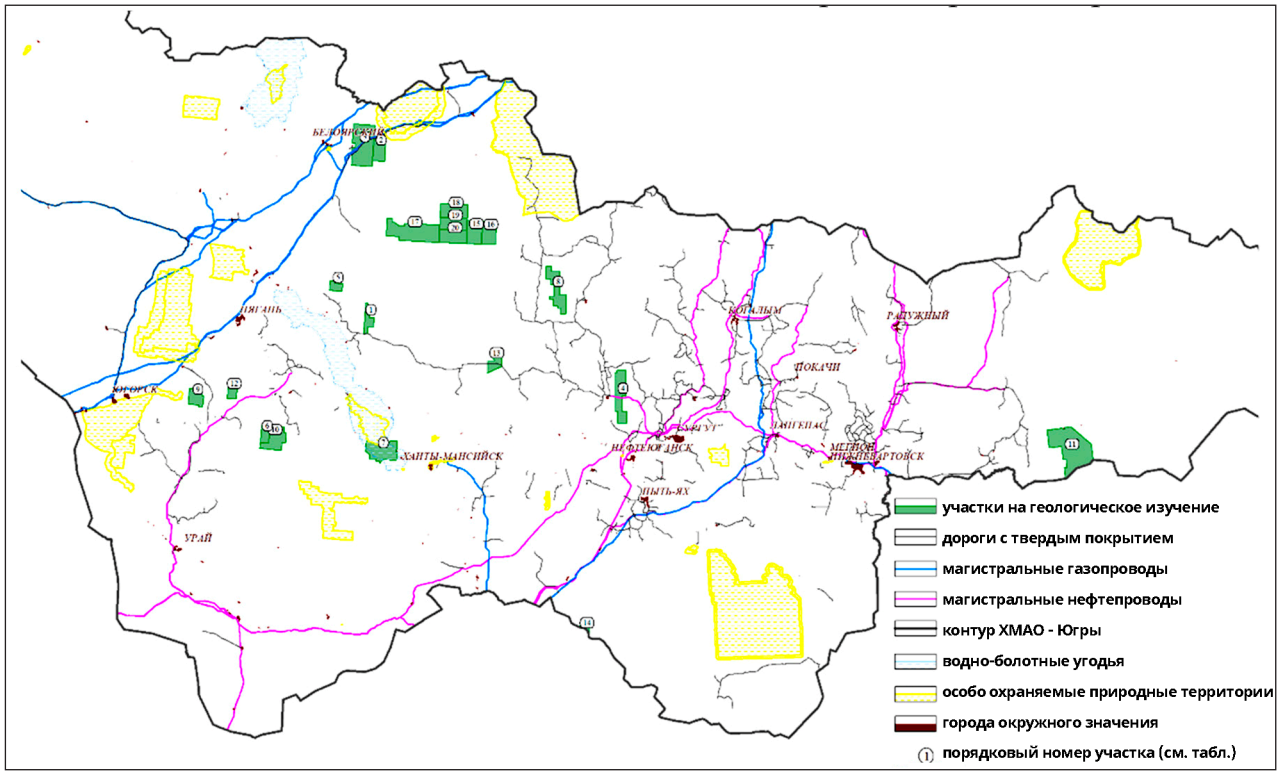



*Рис. 5. Схема инфраструктуры участков на геологическое изучение*

В границах предлагаемых участков пробурено 29 поисково-разведочных скважин (на 10 участках), общей глубиной проходки – 80 тыс. м. Средняя плотность изученности сейсморазведочными работами участков составляет 0,8 км/км$^2$.

Из 20 поисковых участков в пределах 6 участков (Восточно-Казымский, Казымский, Малорогожниковский, Русловой, Северо-Онтохский 1, Северо-Тунгольский), числятся 13 ловушек с суммарными подготовленными ресурсами нефти по категории $D_0$ – 21 млн т (по Госбалансу на 01.01.2021 г.) и 31 ловушка с суммарными локализованными ресурсами нефти по категории $D_л$ – 12,4 млн т (по данным АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» на 01.01.2022 г.).

Суммарные перспективные и прогнозируемые ресурсы нефти на поисковых участках категорий $D_1+D_2$ составляют 157 млн т (по данным ФГБУ «ВНИГНИ» на основании количественной оценки ресурсов УВС России (по состоянию на 01.01.2017 г.).

В пределах границ поисковых участков зарегистрировано 28 территорий традиционного природопользования.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Приказ** Минприроды России № 807, Роснедр № 22 от 28.10.2021 года : Порядок подготовки перечней участков недр (за исключением участков недр федерального значения и участков недр местного значения) для геологического изучения недр, для разведки и добычи полезных ископаемых, для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, или для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202112130033?ysclid=lc7exfslu9888736610.

2. Методика расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденная Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 31 марта 2022 года № 242/01. – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202204180057?index=2&rangeSize=1.

3. **Тектоническая карта** Центральной части Западно-Сибирской плиты / Под редакцией: В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой. – 1998. – URL: https://maps.crru.ru/smaps/cmViewer.php.

4. Схема нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2016. – URL: https://www.crru.ru/koord_ngr.html?ysclid=lc7fdm05pt334660227.

УДК 550.8.05

# СИСТЕМА КВАЗИГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ В ЗАДАЧАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИФРОВОГО КЕРНА

**Ф.А. Евсеев[1], С.Г. Пятков[2], Э.А. Вторушина[1], И.А. Иванов[1]**

*[1]Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Ханты-Мансийск*
*[2]Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск*

В работе рассматривается практическая значимость метода рентгеновской микротомографии (РМТ) при исследовании цифровой модели керна (ЦМК). Описывается проблема визуализации порового пространства в ЦМК – квантовая природа шума полезного сигнала, влияющая на качество получаемых данных. Для расширения аналитических возможностей метода РМТ, а также повышения качества получаемых результатов измерения в рамках исследований ЦМК предлагается математическая модель на основе системы квазигидродинамических уравнений, которая представляет собой естественный и термодинамически согласованный способ описания физических процессов, пригодных для прямой симуляции течений слабосжимаемой жидкости. Приводится система для слабосжимаемой жидкости в линеаризованном случае.

*Рентгеновская микротомография, цифровой керн, математическая модель, течение жидкости*

# A SYSTEM OF QUASI-HYDRODYNAMIC EQUATIONS IN PROBLEMS OF MODELING A DIGITAL CORE

**F.A. Evseev[1], S.G. Pyatkov[2], E.A. Vtorushina[1], I.A. Ivanov[1]**

*[1]Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Khanty-Mansiysk*
*[2]Ugra State University, Khanty-Mansiysk*

The paper discusses the practical significance of the X-ray microtomography (RMT) method in the study of a digital core model (DMC). The problem of visualization of the pore space in the DMC is described – the quantum nature of the noise of the useful signal, which affects the quality of the data obtained. To expand the analytical capabilities of the RMT method, as well as improve the quality of the measurement results, within the framework of the DMC research, a mathematical model is proposed based on a system of quasi-hydrodynamic equations, which is a natural and thermodynamically consistent way to describe physical processes suitable for direct simulation of weakly compressible fluid flows. A system for a weakly compressible fluid in the linearized case is presented.

*X-ray microtomography, digital core, mathematical model, fluid flow*

## Введение

В рамках идеи создания цифровой модели месторождения [1] важное значение имеет представление информации в числовом виде. Идея цифрового месторождения предъявляет серьезные требования к точности и объему данных. Поэтому исследования горных пород традиционными методами требуют усовершенствования подходов к изучению керна, повышающих точность оценки фильтрационно-емкостных свойств.

С помощью сравнительно нового для нефтяной отрасли метода рентгеновской микротомографии (РМТ), дополняющей и расширяющей возможности традиционных методов [2, 3], появилась возможность оцифровать керн, то есть построить его модель в цифровом виде и, таким образом, численно описать его [4].

Практическая значимость цифровой модели керна (ЦМК) заключается в возможности проведения множественных (воспроизводимых) экспериментов и полноценных параметрических исследований на одном образце, позволяющих повысить качество и надежность определения свойств пород-коллекторов, воссоздать полный спектр пластовых условий, снизить степень неопределенности результатов лабораторных исследований [5].

Цель работы состоит в представлении идеи о математическом моделировании процессов течения жидкости сквозь геометрию порового пространства и возможности валидации её результатов по данным РМТ.

## Рентгеновская микротомография

Определяющие характеристики процесса течения флюидов в пористых средах в основном зависят от морфологии порового пространства. Компьютерная томография высокого разрешения позволяет представить сложную геометрию порового пространства с помощью цифровых моделей с различным уровнем детализации (рис. 1). Виртуальные исследования течения флюидов в порах проводят на бинаризованной модели, в которой воксели, соответствующие фазе порового пространства, имеют значение 0, а воксели, соответствующие фазе матрицы, значение 1.

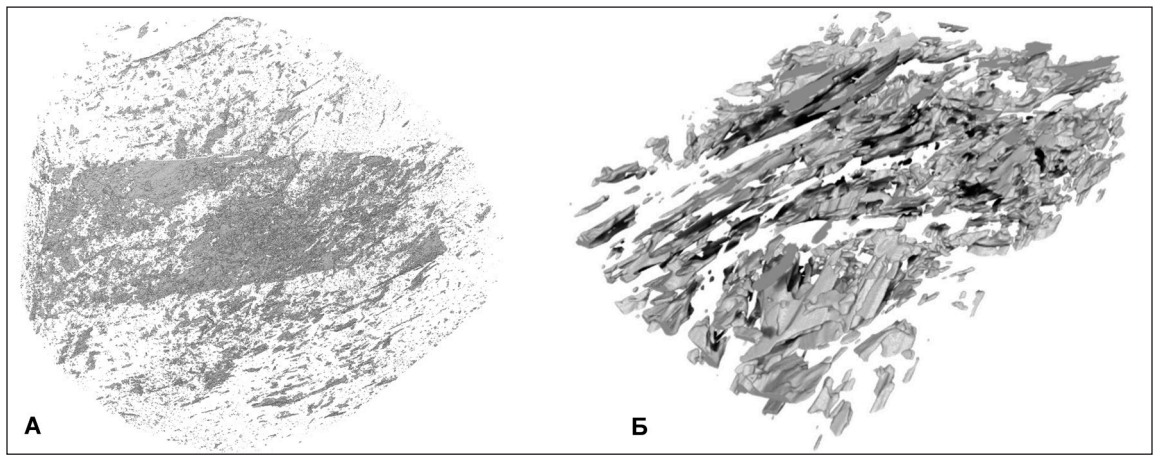



*Рис. 1. Визуализация тр□хмерной модели порового пространства с разрешениями изображения 11 мкм на пиксель (А) и менее 100 нм на пиксель (Б)*

Появление высокопроизводительных вычислительных систем и последние достижения в методах анализа 3D изображений сделали возможным использование сложной морфологии реального порового пространства для исследования сложных физических процессов течения флюидов в масштабе пор. Интеграция рентгеновской микротомографии с численным моделированием дают возможность проводить множество неразрушающих исследований в короткие сроки.

## Проблема визуализации порового пространства

Принципиальные ограничения точности измерений, которые проводятся в рентгеновской микротомографии, определяются статистической природой процессов поглощения фотонов рентгеновского излучения, в частности, его квантовой природы шума [6]. Шум – это компонент сигнала детектора, который является случайным, непредсказуемым и не несет в себе полезную информацию.

Из-за воздействия шума результаты измерений оказываются искаженными. Шум приводит к некоторой неопределенности результатов измерений, в частности, при обработке изображений бывает сложно разделить близко расположенные друг к другу фазы. Даже если томографическая система потенциально обладает хорошим пространственным разрешением, шум нередко создает серьезные проблемы при идентификации даже крупных локальных структур.

Стандартным способом минимизации влияния шума является сглаживание изображения путем применения различных методов фильтрации. На рисунке 2 представлены бинаризованные изображения до и после проведения медианной фильтрации.

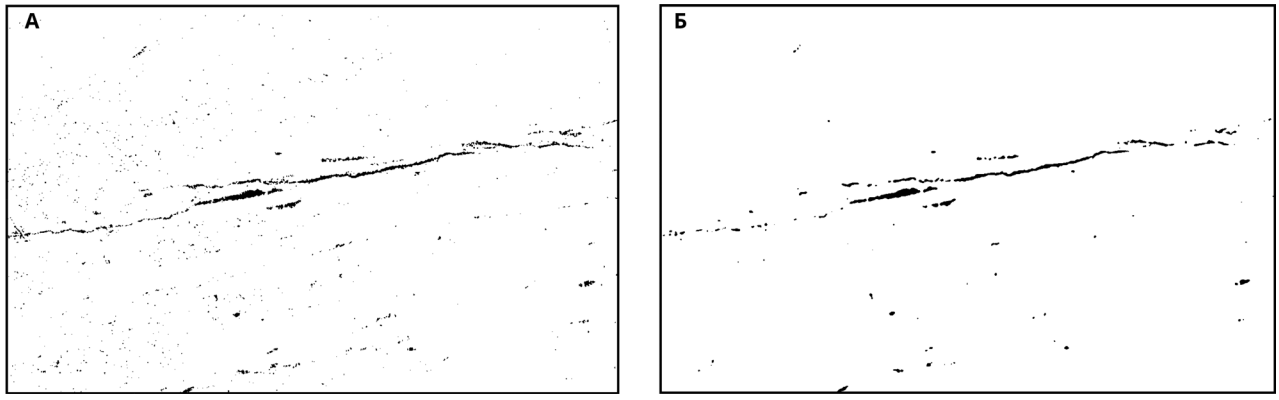



*Рис. 2. Бинаризованные изображения томографического среза образца горной породы до (А) и после (Б) проведения медианной фильтрации*

С помощью медианной фильтрации удается улучшить изображение (рис.2Б) с точки зрения визуализации или разделения фаз с целью их количественной оценки (средний размер пор, пористость и т.д.). Однако данный метод снижает детализацию изображения. Более того, параметры фильтрации и бинаризации определяются оператором по субъективным оценкам, поэтому полученные результаты измерений свойств образца (например, пористости и проницаемости) методом РМТ могут значительно отличаться от результатов, полученных традиционными способами исследования.

Влияние квантового шума на качество томограммы, как это показано на изображениях, значительно, и, кроме того, в силу физической природы, неотвратимо.

## Система квазигидродинамических уравнений

Современным подходом к решению проблемы квантового шума и расширению представления о цифровом месторождении с точки зрения научно-исследовательской практики является проведение численных экспериментов на цифровой модели керна (ЦМК), полученной с помощью рентгеновской микротомографии. В частности, это моделирование течения жидкости сквозь геометрию порового пространства. В качестве основы для такой модели рассматривается система дифференциальных уравнений гидродинамики, или, так называемые, квазигидродинамические уравнения, которые обобщают классические уравнения Навье-Стокса и отличаются от неё дополнительными диссипативными слагаемыми, для разрешимости дискретных задач.

Квазигидродинамическая (КГиД) система уравнений была выведена из интегральных законов сохранения Ю.В. Шеретовым [7]. Она вытекает из квазигазодинамических (КГД) уравнений, которые были впервые построены в 80-х гг. XX века Т.Г. Елизаровой

и Б.Н. Четверушкиным [8], в качестве первого дифференциального приближения кинетически согласованного разностного алгоритма для решения уравнений газовой динамики. КГиД и КГД системы уравнений являются диссипативными, то есть выполняют условия сохранения энергии и баланса энтропии. КГиД и КГД подходы могут быть использованы для моделирования двумерных и трехмерных нестационарных течений.

КГиД система с учетом внешних массовых сил для описания течения **вязкой несжимаемой жидкости** может быть представлена в инвариантном виде:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + div\vec{j}_m = 0, \tag{1}$$

$$\frac{\partial(\rho\vec{u})}{\partial t} + div(\vec{j}_m \otimes \vec{u}) + \nabla p = \rho_*\vec{F} + div\Pi, \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\rho\left(\frac{\vec{u}^2}{2} + \varepsilon\right)\right] + div\left[\vec{j}_m\left(\frac{\vec{u}^2}{2} + \varepsilon + \frac{p}{\rho}\right)\right] + div\vec{q} = \left(\vec{j}_m \cdot \vec{F}\right) + div(\Pi \cdot \vec{u}). \tag{3}$$

Система рассматривается в цилиндрической области $Q = G \times (0, T),\ G \subset R$.

Здесь $\vec{u} = \vec{u}(\vec{x}, t)$ – скорость, $\rho = \rho(\vec{x}, t)$ – плотность среды, $p = p(\vec{x}, t)$ – давление, $\varepsilon = \varepsilon(\vec{x}, t)$ – удельная внутренняя энергия, $T = T(\vec{x}, t)$ – температура, $s = s(\vec{x}, t)$ – удельная энтропия, $\vec{F} = \vec{F}(\vec{x})$ – массовая плотность внешних сил, $\rho_* = \rho + \tau\partial\rho/\partial t$ – приближенное значение плотности в точке $(\vec{x}, t + \tau)$, где $\frac{\partial \rho}{\partial t} + div(\rho\vec{u}) = 0$ – для случая вязкой несжимаемой жидкости. Символ $\otimes$ используется для обозначения операции прямого тензорного произведения.

Величины $\vec{j}_m = \vec{j}_m(\vec{x}, t), \Pi = \Pi(\vec{x}, t)$ и $\vec{q} = \vec{q}(\vec{x}, t)$ интерпретируются как вектор плотности потока массы, тензор вязких напряжений и вектор теплового потока соответственно, вычисляются по формуле:

$$\vec{j}_m = \rho(\vec{u} - \vec{w}), \tag{4}$$

$$\vec{w} = \frac{\tau}{\rho}\left[div(\rho\vec{u} \otimes \vec{u}) + \vec{\nabla}p - \rho\vec{F}\right], \tag{5}$$

$$\Pi = \Pi_{NS} + \tau\vec{u} \otimes \left[\rho\left(\vec{u} \cdot \vec{\nabla}\right)\vec{u} + \vec{\nabla}p - \rho\vec{F}\right] + \tau I\left[\left(\vec{u} \cdot \vec{\nabla}\right)p + \gamma p \cdot div\vec{u}\right], \tag{6}$$

$$\vec{q} = \vec{q}_{NS} - \tau\rho\vec{u}\left[\left(\vec{u} \cdot \vec{\nabla}\right)\varepsilon + p\left(\vec{u} \cdot \vec{\nabla}\right)\left({}^{1}/_{\rho}\right)\right], \tag{7}$$

где $\Pi_{NS}$ и $\vec{q}_{NS}$ – тензор вязких напряжений и вектор теплового потока Навье-Стокса:

$$\Pi_{NS} = \eta\left[\left(\vec{\nabla} \otimes \vec{u}\right) + \left(\vec{\nabla} \otimes \vec{u}\right)^T - (2/3)I \cdot div\vec{u}\right], \tag{8}$$

$$\vec{q}_{NS} = -k\vec{\nabla}T. \tag{9}$$

Система КГиД уравнений для **слабосжимаемой жидкости** имеет вид:

$$div(\vec{u}) = div(\vec{w}), \tag{10}$$

$$\rho\frac{\partial\vec{u}}{\partial t} + \rho \cdot div(\vec{u} \otimes \vec{u}) + \nabla p = \rho \cdot \vec{F} + 2\eta \cdot div\hat{\sigma} + \rho \cdot div[(\vec{w} \otimes \vec{u}) + (\vec{u} \otimes \vec{w})]. \tag{11}$$

Тензор скоростей деформаций имеет $\hat{\sigma}$ вид:

$$\hat{\sigma} = \hat{\sigma}(\vec{u}) = \frac{1}{2}[(\nabla \otimes \vec{u}) + (\nabla \otimes \vec{u})^T]. \tag{12}$$

Плотность ρ, коэффициент динамической вязкости η и характерное время релаксации τ считаются заданными положительными константами.

Вектор $\vec{w}$ определяется с помощью выражения:

$$\vec{w} = \tau\left[(\vec{u}\cdot\nabla)\vec{u} + {}^{1}/_{\rho}\,\nabla p - \vec{F}\right]. \quad (13)$$

Линеаризованная система КГиД уравнений (10)-(11) на решении $u_0$ и $\rho_0$ имеет вид:

$$div(v - w_0) = 0, \quad (14)$$

$$\frac{\rho\partial v}{\partial t} + div(\rho(u_0 - \widetilde{w}_0)\otimes v) + div(\rho(v - w_0)\otimes u_0) + \nabla \mathrm{p} = \rho \mathrm{F} + \mathrm{div}\big(\rho(u_0\otimes w_0)\big) +$$

$$div(p(v\otimes \widetilde{w}_0) \quad . \quad (15)$$

Векторы $w_0$ и $\widetilde{w}_0$, связанные с вектором плотности теплового потока, вычисляются с помощью выражений:

$$w_0 = \frac{\tau}{\rho}[\rho(u_0,\nabla)v + \rho(v,\nabla)u_0 + \nabla \mathrm{p}], \quad (16)$$

$$\widetilde{w}_0 = \frac{\tau}{\rho}[\rho(u_0,\nabla)u_0 + \nabla \mathrm{p} - \rho \mathrm{F}]. \quad (17)$$

Для решения начально-краевой задачи для линеаризованной системы (15) имеют место априорные оценки решения.

При соответствующих условиях на данные имеет место теория о существовании и единственности решения начально-краевой задачи для системы (15) в пространстве Соболева.

Вопрос о разрешимости начально-краевой задачи для КГиД системы (1)-(3) остается открытым.

## Заключение

В работе рассматривались основные проблемы цифрового микромоделирования керна методом РМТ. Для повышения качества определения свойств системы «флюид – порода», математическая модель на основе квазигидродинамической системы уравнений Шеретова может выступать как вспомогательный инструмент для метода РМТ.

С помощью предложенной КГиД системы можно строить разностные схемы решения классической системы уравнений Навье-Стокса с расширенными свойствами консервативности [9]. Для выяснения границ применимости предложенной модели необходимы дополнительные исследования, которые могут быть направлены на выявление новых связей КГиД системы с классическими уравнениями гидродинамики, разработку методов построения точных решений, поиск доказательств корректности постановок краевых и начально-краевых задач.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Janakiraman, S.** Digital oil fields - intelligent wells and platforms / S. Janakiraman. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 5. – С. 24-29.

2. **Савицкий, Я. В.** Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений / Я.В. Савицкий. – Текст : непосредственный // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15, – С. 28-37.

3. **Бетелин, В. Б.** Компьютерный керносимулятор – подходы и методы / В.Б. Бетелин, В.Ф. Никитин, Н.Н. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник кибернетики. – 2015. – № 4. – С.33-44.

4. **Betelin, V. B.** Digital core simulator - a promising method for developming hard-to-recover oil reserves technology / V. A. Galkin, A. V. Shpilman, N. N. Smirnova. − Text : direct // Materials Physics and Mechanics. − 2020. − Vol. 44. − No 2. − P. 186-209.

5. **Степанов, С. В.** Цифровой анализ керна: проблемы и перспективы / С. В. Степанов, Д. П. Патраков, В. В. Васильев [и др.]. − Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. − 2018. − № 2. − С. 18-22.

6. **Воронов, Е. В.** Случайные сигналы и шумы. Моделирование в среде MATLAB : учебное пособие / Е. В. Воронов. − М-во образования и науки Российской Федерации, Московский физико-технический ин-т (гос. ун-т). − Москва : МФТИ, 2012. − 123 с.− ISBN 978-5-7417-0390-8. − Текст : непосредственный.

7. **Шеретов, Ю. В.** О единственности решений одной диссипативной системы гидродинамического типа / Ю.В. Шеретов. − Текст : непосредственный // Математическое моделирование. — 1994. — Т. 6. − №10. − С. 35-45.

8. **Елизарова, Т. Г.** Использование кинетических моделей для расчета газодинамических течений / Т.Г. Елизарова, Б.Н. Четверушкин. − Текст : непосредственный // Математическое моделирование: процессы в нелинейных средах. − 1986. − С. 261−278.

9. **Zlotnik, A. A.** On the discretization of one-dimensional quasi-hydrodynamic system of equations for real gas / A.A. Zlotnik, V.A. Gavrilin. − Text : direct // Vestnik Moskovskogo Energeticheskogo Instituta [Herald of Moscow Power Engineering Institute]. − 2016. − No. 1. − pp. 5-14.

УДК 550.4.02.

# АНАЛИЗ МОЛЕКУЛЯРНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕЙ ЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА

**Г.Т. Салахидинова, М.Г. Кульков, Э.А. Вторушина, Р.И. Бутырин, А.Э. Алиев**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Ханты-Мансийск*

Нефти залежей тюменской и васюганской свит Александровского мегавала по результатам хромато-масс-спектрометрических исследований насыщенных и ароматических фракций характеризуются близким химическим составом и высокой степенью термической преобразованности. В качестве нефтематеринских предполагаются глинистые породы, обогащенные в основном органическим веществом (ОВ) аквагенного типа, накопление и начальная стадия фоссилизации которого могли происходить в восстановительных мелководно-морских и слабовосстановительных лагунных обстановках осадконакопления. «Возрастные» стерановые и терпановые биомаркерные параметры однозначно указывают на молодой, вероятно, позднеюрский возраст нефтематеринских толщ.

*Насыщенные углеводороды, ароматические соединения, хромато-масс-спектрометрические исследования, молекулярный состав, биомаркерный анализ, геохимические параметры, Александровский мегавал, васюганская свита, тюменская свита*

# MOLECULAR GEOCHEMICAL INDICES OF THE CRUDE OILS FROM THE JURASSIC DEPOSITS OF THE ALEXANDROVSKY MEGAVAL

**G.T. Salakhidinova, M.G. Kul'kov, E.A. Vtorushina, R.I. Butyrin, A.E. Aliev**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Khanty-Mansiysk*

According to the results of GC-MS studies of saturated and aromatic fractions, the oils from the Tyumen and Vasyugan formations of the Alexandrovsky megaval are characterized by the similar chemical composition and the high degree of thermal maturity. Clay rocks enriched mainly with organic matter (OM) of the marine type are assumed to be source rocks, and the accumulation and initial stage of fossilization of OM could occur in anoxic shallow-marine and sub-oxic lagoon sedimentation environments. The «age» sterane and terpane biomarker parameters clearly indicate a young, probably Late Jurassic age of petroleum source rocks.

*Saturated hydrocarbons, aromatic compounds, GC-MS studies, molecular composition, biomarker analysis, geochemical indices, Alexandrovsky megaval, Vasyugan formation, Tyumen formation*

## Введение

В настоящей работе проведены исследования молекулярного состава нефтей залежей тюменской и васюганской свит северной части Александровского мегавала для выявления общности их генезиса и вероятных нефтематеринских толщ. Полученные данные могут быть использованы для уточнения региональных генерационно-аккумуляционных моделей формирования нефтяных месторождений и планирования мероприятий по доразведке территории изучаемого региона.

## Методы

Насыщенные и ароматические фракции 6 проб нефти залежей тюменской и васюганской свит, отобранные в интервале глубин 2306-2388 м, изучены методом газовой хромато-масс-спектрометрии. Пробы нефти 1-3 получены из промышленно нефтеносных пластов васюганской свиты ($ЮВ_1$), нефти 4-6 – из пластов тюменской свиты ($ЮВ_2$); следует отметить, что пробы отобраны из разных скважин.

Фракционирование проб нефти проведено после предварительного отделения асфальтенов, в результате осаждения их в 40-кратном избытке петролейного эфира 40-70° и выдержки в течение 24 ч при комнатной температуре без доступа света. Мальтеновая фракция подверглась делению на 3 группы компонентов методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле последовательным элюированием фракций насыщенных углеводородов и ароматических соединений смесью петролейный эфир/бензол (85/15 % об.) и фракции смол смесью изопропанол/толуол (50/50 % об.). Границы элюирования фракций определяли под УФ-светом (светофильтр на длину волны 365 нм).

Анализ молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций выполнялся с помощью хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310 / TSQ 8000 EVO. Для деления использовалась капиллярная кварцевая колонка TG-5MS длиной 30 м, внутренним диаметром 0,25 мм и толщиной неподвижной фазы 0,25 мкм. Температура испарителя – 310 °С, температура интерфейсной линии хроматограф/масс-спектрометр – 300 °С; программа нагрева термостата хроматографа – от 60 до 310 °С со скоростью 4 °С/мин, выдержка конечной температуры 40 мин. Энергия ионизирующих электронов – 70 эВ; температура ионизационной камеры – 250 °С. Хроматограммы фракций насыщенных УВ регистрировались по общему ионному току (TIC) в диапазоне масс от 45 до 550 а.е.м., дополнительно фракции насыщенных и ароматических соединений записывались в режиме мониторинга выборочных ионов (SIM) по характеристическим значениям m/z – 191, 177, 217, 218 и 142, 156, 170, 184, 198, 231, 253, соответственно.

## Геологическая обстановка

В соответствии с «Тектонической картой центральной части Западно-Сибирской плиты» [1] (рис. 1) Александровский мегавал в восточной части осложняется Междуреченским валом, к северу переходящим в Восточно-Хохряковскую террасу, и с запада отделяющимся от основной структуры узким и глубоким Восточно-Кошильским прогибом. На западе мегавал граничит с Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом раннетриасового заложения. На востоке Междуреченский вал граничит с Ларьеганским мегапрогибом, заполненным вулканогенно-осадочными породами триаса [2]. По заключению авторов работы [2], Александровский мегавал характеризуется блоковым строением, при этом в доюрских отложениях отмечаются многочисленные разрывные нарушения различной амплитуды и направленности, которые проникают и в юрские отложения. Нефтегазоносность в пределах мегавала установлена в диапазоне от палеозойских до верхнемеловых отложений, где открыто 12 нефтяных месторождений. Более 80 % открытых месторождений приурочено к отложениям верхнеюрского горизонта $Ю_1$ васюганской (наунакской) свиты [3]. В пределах изучаемого месторождения промышленная нефтеносность разреза связана с отложениями васюганской (наунакской) и тюменской свиты, где выделены продуктивные пласты $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, и $ЮВ_2$, соответственно [4]. Согласно опубликованным данным, васюганская (наунакская) свита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Континентальная толща тюменской свиты представлена чередованием аргиллитов темно-серых, плотных,

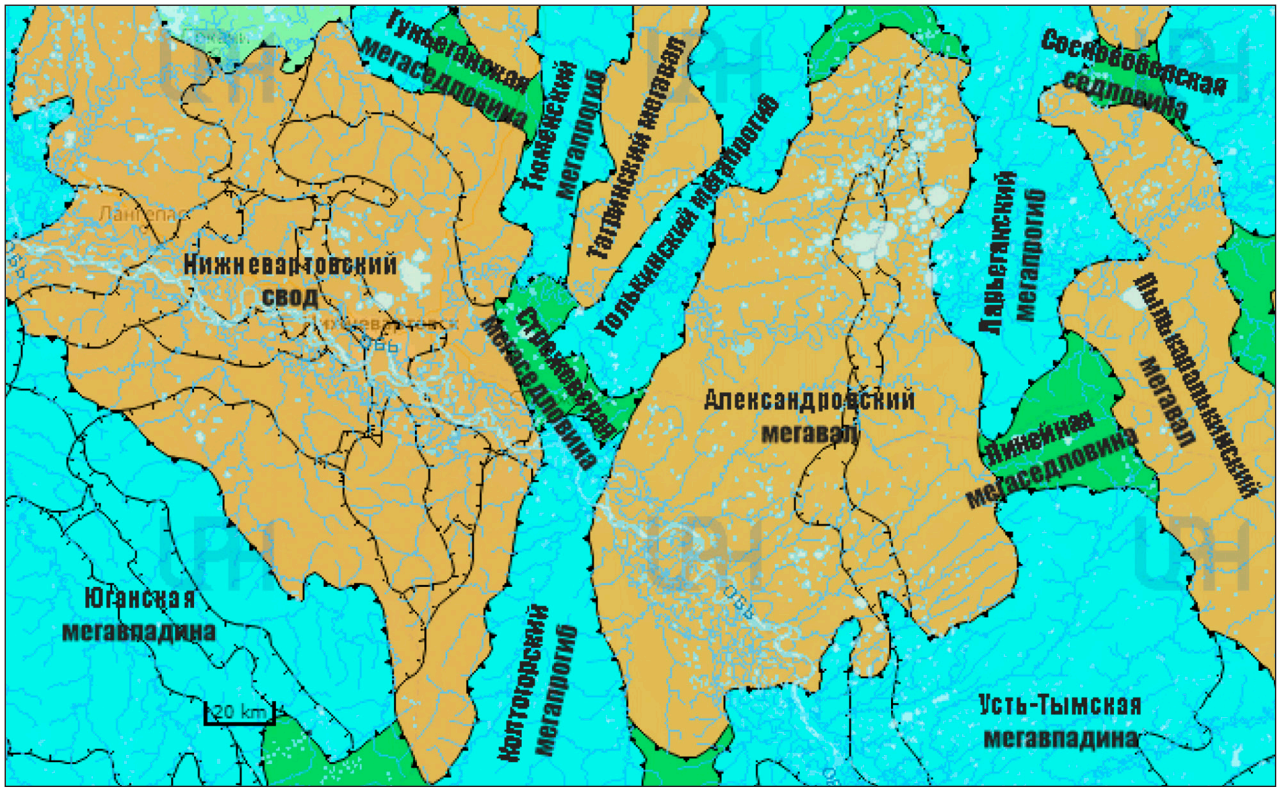



*Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией: В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.) [1]*

слюдистых и песчаников мелкозернистых, плотных, преобладающих в верхней части свиты, где выделяется пласт $ЮВ_2$, свита характеризуется обильным содержанием обугленного растительного детрита, углистостью и пиритизацией органики. Геолого-физические характеристики разрабатываемых горизонтов по материалам [4] приведены в таблице 1.

*Таблица 1*

**Геолого-физические характеристики продуктивных пластов**

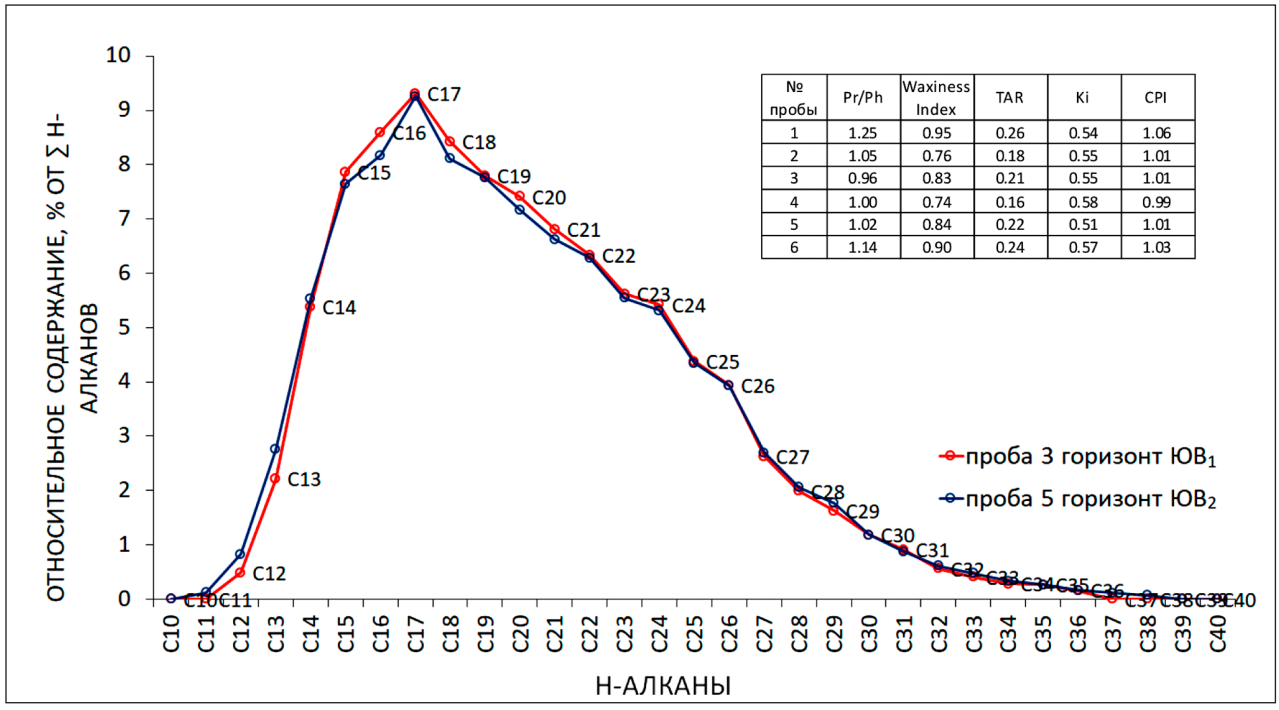
| Параметры | Единица измерения | Пласты | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $ЮВ_1^1$ | $ЮВ_1^2$ | $ЮВ_1^3$ | $ЮВ_2$ |
| Тип коллектора | | поровый | | | |
| Средняя общая толщина | м | 9,8 | 42,8 | 9,2 | 37,8 |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина | м | 1,84 | 17,3 | 3,04 | 6,14 |
| Коэффициент пористости | д. ед. | 0,15 | 0,16 | 0,15 | 0,15 |
| Коэффициент нефтенасыщенности | д. ед. | 0,63 | 0,64 | 0,57 | 0,57 |
| Проницаемость | мкм$^2$ | 0,0042 | 0,009 | 0,0044 | 0,0073 |
| Коэффициент песчанистости | д. ед. | 0,3 | 0,5 | 0,3 | 0,3 |
| Расчлененность | ед. | 1,2 | 7,2 | 1,9 | 3,7 |
| Начальная пластовая температура | °С | 82,5 | 82,5 | 82,5 | 82,5 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 24,7 | 24,7 | 24,7 | 24,7 |
| Вязкость в пластовых условиях | мПа*с | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 |
| Плотность в поверхностных условиях | г/см$^3$ | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,828 |
| Объемный коэффициент нефти | б/р | 1,225 | 1,225 | 1,225 | 1,262 |
| Давление насыщения нефти газом | МПа | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 7,5 |
| Газосодержание | м$^3$/т | 89 | 89 | 89 | 69 |

## Результаты и обсуждение

Как видно из данных таблицы 1, рассматриваемые залежи характеризуются сходными термобарическими условиями и физико-химическими свойствами нефтяных флюидов, некоторые отличия заключаются в меньшем содержании растворенного в нефти газа в пласте $ЮВ_2$, что выражается меньшей величиной газосодержания и давления насыщения нефти газом. Все изученные нефти по классификации Ал.А. Петрова [5] согласно концентрациям нормальных и изопреноидных алканов, относятся к типу $A^1$, т.е. нефтям парафинового и нафтено-парафинового основания. В молекулярном составе предварительно выделенных насыщенных и ароматических фракций идентифицированы нормальные и изопреноидные алканы (н-алканы и и-алканы), три-, тетра- и пентациклические нафтены, дибензотиофены, фенантрены, нафталины, три- и моноароматические стероиды.

**Алканы.** В насыщенной фракции идентифицированы н-алканы с длиной цепи от 10 до 40 атомов углерода в молекуле и низкомолекулярные и-алканы *i*-$C_{15}$-*i*-$C_{20}$. Молекулярно-массовые распределения н-алканов в нефтях имеют одномодальный профиль, при этом в пробах 2 ($ЮВ_1$) и 4 ($ЮВ_2$) максимум приходится на н-алканы состава *н*-$C_{15}$-*н*-$C_{17}$, в остальных – на *н*-$C_{17}$ (рис. 2). Во всех пробах низкомолекулярные н-алканы преобладают над высокомолекулярными в среднем в 1,4 раза, что является характерным признаком нефтей, образованных из ОВ морского генезиса, что подтверждается и по результатам анализа ряда биомаркерных параметров (рис. 2, вкладка).

На диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 3) точки всех изученных проб нефтей приурочены к переходным от мелководно-морских к лагунным с восстановительным и слабовосстановительным потенциалом среды обстановкам осадконакопления, что соответствует картине распределения проб на треугольной диаграмме на рис. 4, когда пробы 1 и 6 в некоторой мере тяготеют к области смешанного ОВ и лагунным литофациальным обстановкам, и согласуется с повышенными в исследованной выборке значениями параметров *Pr/Ph*, *Waxiness Index* и *TAR*.




| № пробы | Pr/Ph | Waxiness Index | TAR | Ki | CPI |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1.25 | 0.95 | 0.26 | 0.54 | 1.06 |
| 2 | 1.05 | 0.76 | 0.18 | 0.55 | 1.01 |
| 3 | 0.96 | 0.83 | 0.21 | 0.55 | 1.01 |
| 4 | 1.00 | 0.74 | 0.16 | 0.58 | 0.99 |
| 5 | 1.02 | 0.84 | 0.22 | 0.51 | 1.01 |
| 6 | 1.14 | 0.90 | 0.24 | 0.57 | 1.03 |

*Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение н-алканов; на вкладке: таблица изменения значений основных биомаркерных параметров, рассчитываемых по содержанию н- и и-алканов*

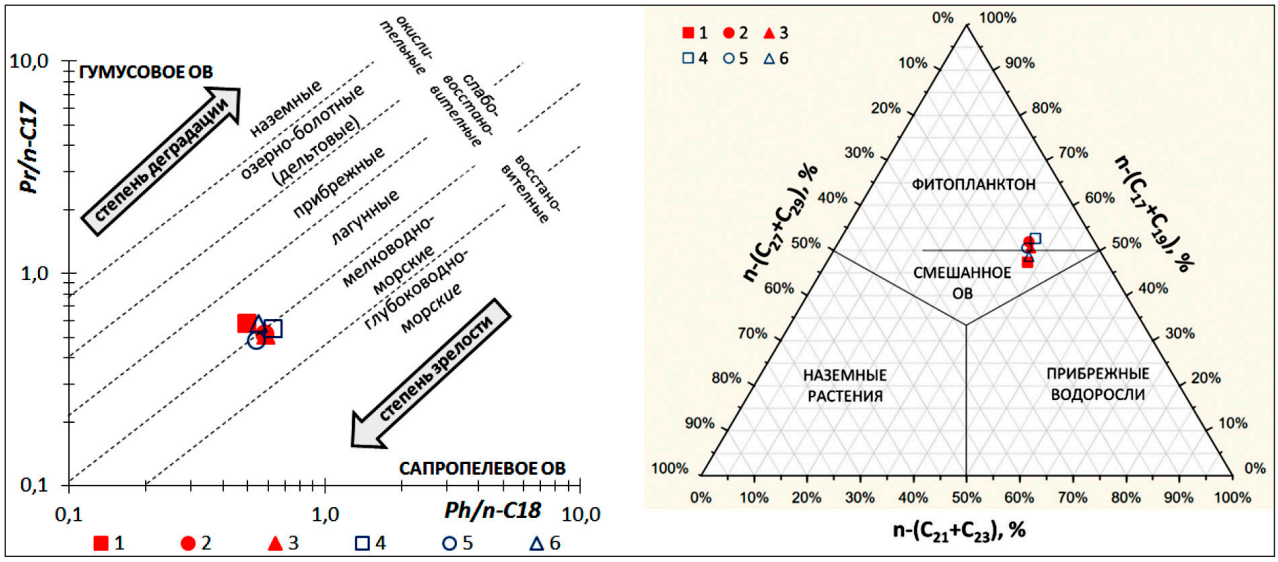



*Рис. 3. Диаграмма Кеннона-Кессоу [6] с дополнениями [7]*




*Рис. 4. Относительное содержание н-алканов [8]*

**Стераны** состава $C_{27}$-$C_{28}$-$C_{29}$ имеют подобные распределения с преобладанием *холестанов* (40,18-42,75 %), а *этилхолестаны* (28,36-31,45 %) и *метилхолестаны* (27,91-28,89 %) представлены в подчиненных количествах; относительные содержания *диахолестанов* изменяются в узком диапазоне значений – от 0,32 до 0,35. Параметры $C_{29}SSR$ и $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha$, характеризующие степень термической преобразованности нефти, изменяются в следующих диапазонах: от 0,53 до 0,58 и от 0,58 до 0,61 соответственно.

По рассчитанным значениям критерия Грандхейма $C_{28}/C_{29}$ = 0,89-0,98, возраст нефтематеринских пород может варьироваться от позднеюрского до миоценового [9, 10].

**Терпаны.** При первичном рассмотрении масс-хроматограмм по *m/z 191* прослеживаются пониженные относительно *пентациклических* содержания *трициклических терпанов*, отношения которых количественно составляют от 0,14 до 0,17. Среди *трициклических*, повышенные содержания высокомолекулярных терпанов $C_{23}$-$C_{26}$ относительно низкомолекулярных $C_{19}$-$C_{20}$ ($C_{23}$-$C_{26}/C_{19}$-$C_{20}$ = 0,29-0,38), указывают на исходное ОВ морского генезиса, при этом по значениям параметра $STER/PENT$=0,56-0,68 предполагается больший вклад в исходное ОВ бактериальной некромы [9, 11]. По значениям ряда терпановых молекулярных параметров прогнозируются восстановительные ($hC_{35}/hC_{34}$ = 0,90-1,02) глинистые ($Ts/(Ts + Tm)$ = 0,49-0,54, $C_{31}R/H$ = 0,29-0,34, $NOR/HOP$ = 0,51-0,54, $TT\ C_{19}/C_{23}$ = 0,20-0,28, $C_{22}/C_{21}$ = 0,22-0,30, $C_{24}/C_{23}$ = 0,66-0,71, $TT\ C_{26}/C_{25}$ = 0,61-0,75) литофациальные обстановки захоронения исходного ОВ, имевшие место, согласно параметру $ETR$ = 0,50-0,58, в течение средне-позднеюрского времени [9, 10]. Степень термической преобразованности нефтей может быть охарактеризована по значениям параметров $C_{31}HSR$ = 0,59-0,60 и $MOR/HOP$ = 0,11-0,12.

Комплексное изучение поведения стерановых и терпановых параметров подтверждает ранее полученные результаты. В частности, для уточнения генезиса исходного ОВ, с использованием материалов [12], проведен совместный анализ треугольной диаграммы по стеранам состава $C_{27}$-$C_{28}$-$C_{29}$ и графика взаимосвязи параметров $Кг^1$=$Ts/(Ts+Tm)$ и $Кг^2 = C_{30}*/(C_{30}* + HOP)$, которые, согласно авторам работы [12], позволяют с достаточно высокой степенью точности охарактеризовать пластовый флюид как по типу органического вещества, так и по степени его преобразованности.

На рис. 5 по параметрам *Кг*[1] и *Кг*[2] все пробы приурочены к области III – области развития морской органики, соответствующей ОВ прибрежно-дельтового генезиса на треугольной диаграмме стеранов $C_{27}$-$C_{28}$-$C_{29}$ на вкладке. Следует отметить, что проба 6 на рассматриваемой диаграмме, как и по алкановым молекулярным параметрам, тяготеет к области развития ОВ смешанного генезиса.

В соответствии с рис. 6, при совместном анализе стерановых и терпановых параметров, рассматриваемые пробы нефтей характеризуются высокой степенью термической преобразованности.

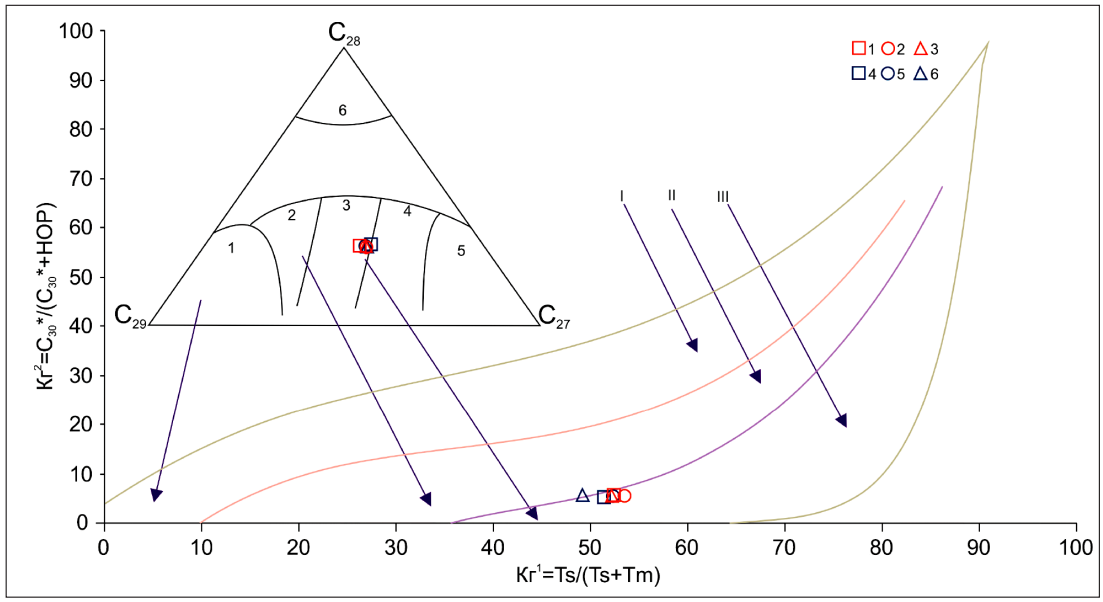



*Рис. 5. Распределение конденсатов, нефтей, углей и ОВ в зависимости от типа органического вещества и степени его преобразованности [12]. Условные обозначения: для треугольной диаграммы: 1 – зона, присущая наземному ОВ; 2 – зона, присущая континентальному ОВ; 3 – зона, присущая прибрежно-дельтовому ОВ; 4 – зона, присущая ОВ открытого моря; 5 – планктон; 6 – озерное ОВ. Для диаграммы распределения параметров Кг*[1] *и Кг*[2]*: I – ОВ континентального генезиса; II – ОВ смешанного генезиса; III – ОВ морского генезиса*

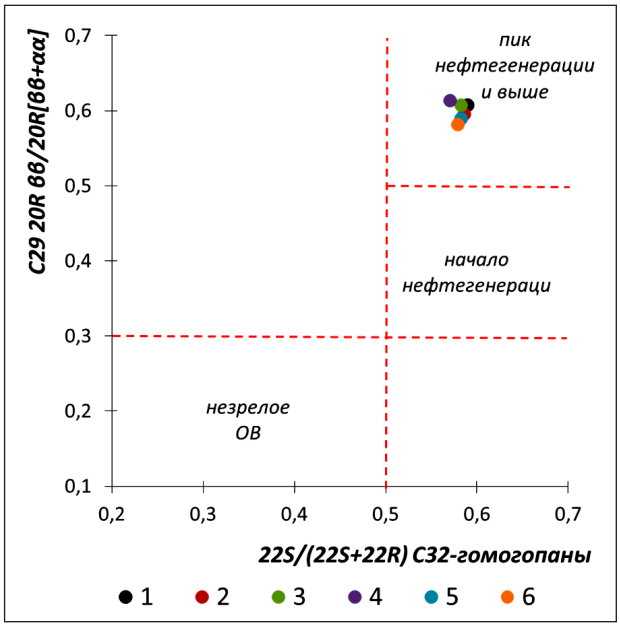



*Рис. 6. Изучение степени термической преобразованности проб нефти*

**Ароматические соединения.** В относительном содержании ароматических соединений среди дибензотиофенов, ароматических стеранов и фенантренов, в пробах нефти преобладают *фенантрены* (62-66 %), *ароматические стераны* составляют 21-30 %, *дибензотиофены* – 6-16 %. Содержание *триароматических стеранов* выше *моноароматических* в среднем в 2,1 раза, значения параметра *DBT/Phen* варьируют от 0,05 до 0,19, параметра *4-MDBT/Phen* – от 0,07 до 0,21. Полученные данные указывают на глинистые нефтематеринские породы, обогащенные ОВ морского типа [13, 14, 15]. Наименьшие значения отношения содержания *триароматичеких стеранов* к *моноароматическим* прослеживаются в

пробах 1 и 6, что вероятно, может указывать на некоторое влияние континентальной органики на состав исходного ОВ нефтей.

По группе биароматических УВ в нефтях идентифицированы метилнафталины, этил-+ диметилнафталины и триметилнафталины. Во всех пробах *этил-+диметилнафталины* (42 %) характеризуются наибольшим содержанием относительно групп *метилнафталинов* (37 %) и *триметилнафталинов* (21 %). Только в пробе 1 сопоставимые содержания *этил-+диметилнафталинов* (45,0 %) и *триметилнафталинов* (44,7 %). По результатам исследований [16], в большинстве нефтей, сформированных с участием морского ОВ, характерно преобладание диметилнафталинов, а триметилнафталины в повышенных концентрациях содержатся в нефтях, сформированных с участием континентального ОВ. При этом авторы отмечают, что среди морских нефтей также есть нефти, в которых концентрация ТМН превалирует над содержанием ДМНф, МНф и Нф.

Для характеристики степени термической преобразованности нефтей изучено изменение величины параметра *MDR*, показывающего соотношение изомеров 4- и 1-метилдибензотиофенов, зависимое от их разной термодинамической устойчивости [17,18], которое по результатам проведенных анализов составило от 1,75 до 2,30 и указывает на высокую степень термической преобразованности нефтей, в соответствии с заключениями авторов [18], что при значениях параметра $MDR > 0{,}9$ нефтематеринские породы считаются зрелыми.

## Выводы

Проведенные хромато-масс-спектрометрические исследования состава насыщенной и ароматической фракций нефтей залежей тюменской и васюганской свит Александровского мегавала показывают близкий состав изученных проб. Молекулярные параметры, рассчитанные по насыщенной и ароматической фракциям, дают взаимоподтверждающие результаты и указывают на генерацию нефтей ОВ аквагенного типа, формирование которого происходило в восстановительных и слабовосстановительных условиях глинистых мелководно-морских и лагунных обстановок осадконакопления, при этом, вероятно, для проб нефти 1 и 6 возможен привнос в состав исходного ОВ некоторой доли континентальной органики. Все пробы нефти по ряду насыщенных и ароматических параметров характеризуются высокой степенью термической преобразованности. «Возрастные» биомаркерные параметры, рассчитанные по стерановым и терпановым соединениям, однозначно указывают на молодой, вероятно, позднеюрский возраст нефтематеринских толщ. Геологическое строение территории, а также физико-химический состав флюидов, не исключают возможности существования процессов межпластовой миграции и заполнения рассматриваемых залежей в большей мере за счет одного источника генерации, представленного глинистыми нефтематеринскими породами с морским типом исходного ОВ. При этом некоторые вариации в составе результирующего флюида и степени его преобразованности могут быть обусловлены локальными особенностями в распределении генетических и термокаталитических факторов при формировании состава нефтей и требуют последующего изучения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской-плиты ; под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г. / АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» : сайт. – URL: https://maps.crru.ru/smaps/cmViewer.php.

2. **Мороз, М. Л.** Вещественный состав и нефтегазоносность доюрских отложений северной части Александровского мегавала / М.Л. Мороз, Г.А. Чернова, А.С. Гурьева. – Текст : электронный // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы двадцать пятой научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 23-26 ноября 2021 г.) ; под ред. Э.А. Вторушиной, Е.Е. Оксенойд, С.А. Алёшина, Н.Н. Захарченко, Е.В. Олейник, Т.Н. Печёрина. – Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2022. – С.518-530.– URL: https://www.crru.ru/smi/XXV_NPK.zip.

3. **Пономарева, А. В.** Нефтегазоносность верхнеюрских отложений Александровского мегавала / А.В. Пономарева. – Текст : непосредственный // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. : материалы X Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых, Пермь, 18-21 апреля 2017г.). В 2 т. Т.1. Под ред. Р. Р. Гильмутдинова. – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2017. – С. 278-280.

4. Разработка месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры ; под. ред. А.В. Шпильмана. Том 2. – Тюмень, 2020. – 501 с. – Текст : электронный. – URL: https://www.crru.ru/smi/razrabotka.zip.

5. **Петров, Ал. А.** Углеводороды нефти / Ал. А. Петров ; отв. ред. Н. С. Наметкин. – Москва : Наука, 1984. – 263 с.

6. **Connan, J.** Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels / J. Connan, A.M. Cassou. – Text : electronic // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V.44. – № 1. – P.1-23. – URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0016703780901738?via%3Dihub.

7. **Соболева, Е. В.** Химия горючих ископаемых: учебник для студентов / Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. – Москва : Изд-во Московского ун-та, 2010. – 312 с. – ISBN 978-5-211-05559-9. – Текст : непосредственный.

8. **Белицкая, Е. А.** Углеводородный состав нефтей района Колтогорского прогиба / Е.А. Белицкая, О.В. Серебренникова. – Текст : электронный // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 1.– URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Belitskaja/Belitskaja_1.pdf.

9. **Peters, K. E.** The Biomarker guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth history. V.2. / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Text : electronic // Cambridge university press, 2005. – 699 p. – URL: https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868.

10. **Peters, K. E.** Circum-Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics / K.E. Peters, L.S. Ramos, J.E. Zumberge, Z.C. Valin, C.R. Scotese, D.L. Gautier. – Text : electronic // AAPG bulletin. – 2007. – V.91. – No.6. – P. 877-913. – URL: https://www.researchgate.net/publication/249897902_Circum-Arctic_petroleum_systems_identified_using_decision-tree_chemometrics.

11. **Ступакова, А. В.** Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Ступакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева, И.А. Курасов, Е.В. Бордюг, Т.А. Кирюхина. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2015. – № 2(61). – С. 63-76.

12. **Остроухов, С. Б.** Диагопан в комплексе геохимических исследований / С.Б. Остроухов, В.А. Бочкарев. – Текст : непосредственный // Вопросы геологии и разработки месторождений нефти и газа. – 2006. – № 65.

13. **Конторович, А. Э.** Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2004. – Т.45. – № 7. – С. 873-883.

14. **Hughes, W. B.** The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks / W.B. Hughes, A.G. Holba, L.I.P. Dzou. – Text : electronic // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V.59. – No.17. – P. 3581-3598. – URL: https://www.academia.edu/23653915/The_ratios_of_dibenzothiophene_to_phenanthrene_and_pristane_to_phytane_as_indicators_of_depositional_environment_and_lithology_of_petroleum_source_rocks.

15. **Chakhmakhchev, A.** Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia / Chakhmakhchev A., Suzuki N. – Text : electronic // Organic Geochemistry. – 1995. – V.23. – No.4. – P. 289–299. – URL: https://www.semanticscholar.org/paper/Saturate-biomarkers-and-aromatic-sulfur-compounds-Chakhmakhchev-Suzuki/4b9ab1b4160a52d201211f2809e8a2d19247e789.

16. **Головко, А. К.** Состав и распределение алкилнафталинов в нефтях Западной Сибири / А.К. Головко, А.Э. Конторович, Г.С. Певнева, Е.А. Фурсенко. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т.55. – № 5-6. – С. 931-940.

17. **Radke, M.** Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils / M. Radke. – Text : electronic // Marine and petroleum geology. – 1988. – V.5. – No.3. – P. 224-236. – URL: https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7.

18. **Патент № 2261438 Российская Федерация**, МПК G01N 30/02, G01V 9/00. Способ определения зрелых нефтематеринских пород : № 2004117234/28 : заявл. 2004.06.07 : опубл. 2005.09.27 / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Носова, Н.В. Обласов. – Текст : электронный // Yandex.ru: патенты. – URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2261438C1_20050927?ysclid=ldlhsiwd4q116094775.

УДК 550.4.02

# ДИАГНОСТИКА УРАНСОДЕРЖАЩИХ ВКЛЮЧЕНИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА ПО ДАННЫМ РАСТРОВОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ

**Е.С. Пивоварова, Э.А. Вторушина**

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Ханты-Мансийск*

Изучены терригенные отложения баженовского горизонта (верхняя юра (волжский ярус) – нижний мел (берриасский ярус)), взятые из нескольких скважин месторождений, приуроченных к Красноленинскому своду и Фроловской мегавпадине. В ходе исследования отложений методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) выполнен детальный анализ детрита. Установлено наличие в детритовых остатках урансодержащих микровключений с примесными элементами группы редкоземельных элементов (РЗЭ), иттрия, циркония и отсутствие этих элементов в органическом веществе и самих отложениях. Выявлена приуроченность нахождения урансодержащих детритовых остатков к отложениям верхней части баженовского горизонта.

*Уран, иттрий, детрит, баженовская свита, тутлеймская свита, редкоземельные элементы, растровый электронный микроскоп*

# DIAGNOSTICS OF URANIUM-CONTAINING INCLUSIONS IN THE BAZHENOV FORMATION DEPOSITS BY SCANNING ELECTRON MICROSCOPY

**E.S. Pivovarova, E.A. Vtorushina**

*Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Khanty-Mansiysk*

Terrigenious rocks of the Bazhenov horizon (Upper Jurassic (Volgian stage) – Lower Cretaceous (Berriasian stage)), collected from several wells of oil fields confined to the Krasnoleninsky arch and the Frolovskaya megadepression were studied. During the rock investigation using scanning electron microscopy (SEM) the detailed analysis of bone detritus was performed. The presence of uranium-containing microinclusions with trace elements of the group of rare earth elements (REE), yttrium, zirconium was identified in detrital fossils, by the time these components were in absence in the organic matter and in the rocks themselves. There was revealed the confinement of the presence of uranium-containing detrital fossils to the rocks of the upper part of the Bazhenov horizon.

*Uranium, yttrium, detritus, Bazhenov formation, Tutleim formation, rare earth elements, scanning electron microscopy*

## Введение

Минеральный состав пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов изменчив – от кремнистых отложений с малой долей глинистого материала и пирита в нижней части свиты до чередования глинисто-кремнистых и карбонатных отложений с разным соотношением содержания минеральных составляющих и высокой пиритизацией в верхней части свиты. Помимо неравномерности распределения минерального состава

по разрезу, отмечается изменение содержания органического вещества (ОВ) – увеличение от нижней части свиты к верхней. Именно с распределением радиоактивных элементов в органическом веществе и глинистом материале ряд исследователей [2-4] связывает радиоактивность отложений баженовского горизонта. Однако отсутствуют литературные данные о формах нахождения радиоактивных элементов в породах баженовского горизонта в составе ОВ или глинистых минералов. Поэтому детальное изучение отложений баженовской свиты на микроуровне с возможностью определения элементного состава исследуемых фрагментов представляет несомненный интерес.

Целью работы была диагностика соединений урана в образцах керна баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) с применением энергодисперсионного анализатора.

## Объекты и методы исследования

Для выполнения исследований были отобраны образцы из керна скважин, вскрывающих отложения баженовского горизонта на территории нескольких месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (рис. 1).

Для получения качественных изображений из отобранных образцов керна были

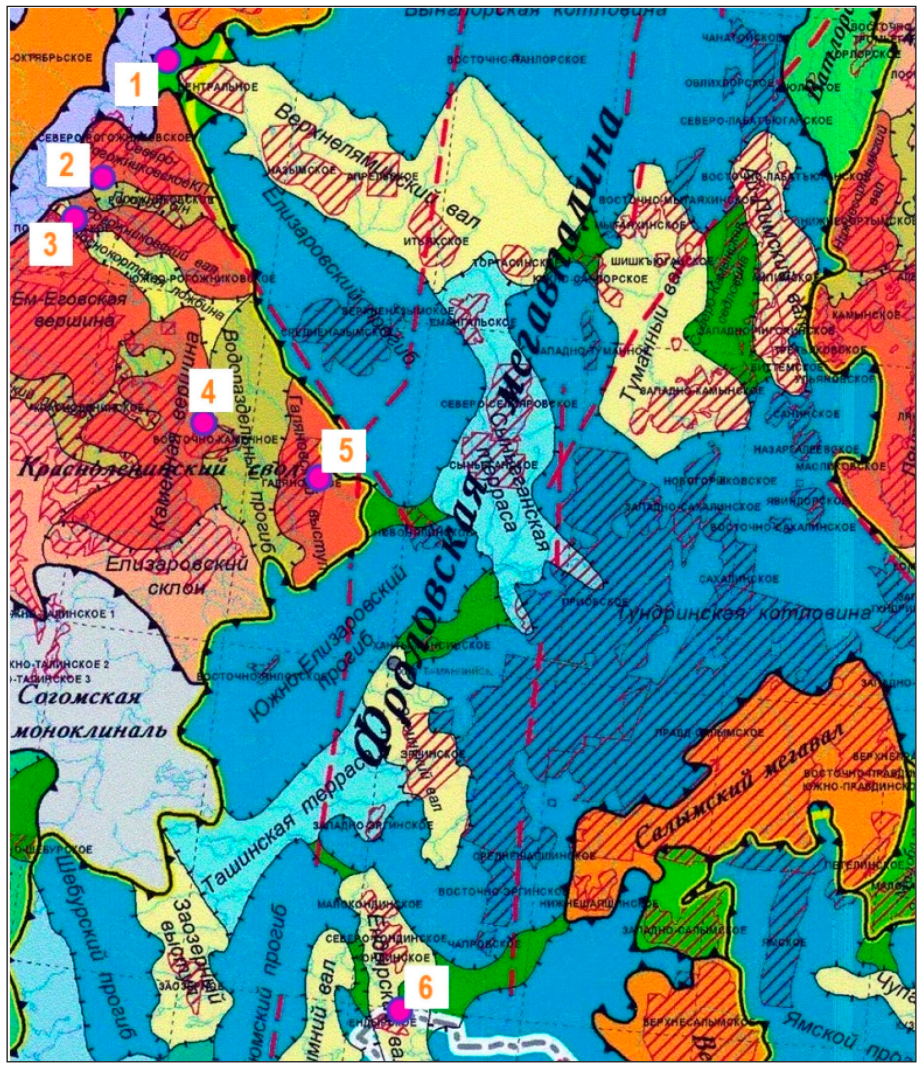



*Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральных районов Западной Сибири [6]. Масштаб 1:2 000 000. Месторождения: 1 – Северо-Моимское, 2 – Малоатлымское, 3 – Поснокортское, 4 – Восточно-Каменное, 5 – Галяновское, 6 – Северо-Ендырское*

изготовлены сколы размером 1-1,5 см, на анализируемую поверхность которых методом вакуумного напыления был нанесен токопроводящий слой углерода толщиной около 20 нм. Процедура нанесения была выполнена на комплексе напылительной установки EMITECH (Polaron, Англия). Морфологические характеристики и элементный состав отложений были изучены на растровом электронном микроскопе EVO 50 (Carl Zeiss, Германия) с интегрированным энергодисперсионным анализатором Inca X-act (Oxford Instruments, Великобритания) при следующих значениях рабочих параметров: ускоряющее напряжение – 20 кВ; ток зонда – 50-60 пА для получения изображений; 1,1 нА – для проведения рентгеноспектрального микроанализа (РСМА). Электронные изображения образцов были получены в режиме детектирования отраженных электронов. Элементный состав по результатам РСМА рассчитан в массовых процентах.

## Обсуждение результатов

Исследуемые интервалы отложений богаты различными представителями микрофауны: кокколитофоридами, кальцисферами, радиоляриями и детритом – остатками рыбной фауны и двустворчатых моллюсков.

Скопления кокколитофорид и кальцисфер, выполненных кальцитом, приурочены к верхней части разреза. Скелеты кокколитофорид – тонкие кольцеобразные пластинки, часто заполнены ОВ (рис. 2а). Кальцисферы также часто заполнены ОВ, нередко с пиритовыми стяжениями и агрегатами каолинита (рис. 2б).

Детрит распространен повсеместно по всему разрезу баженовского горизонта.

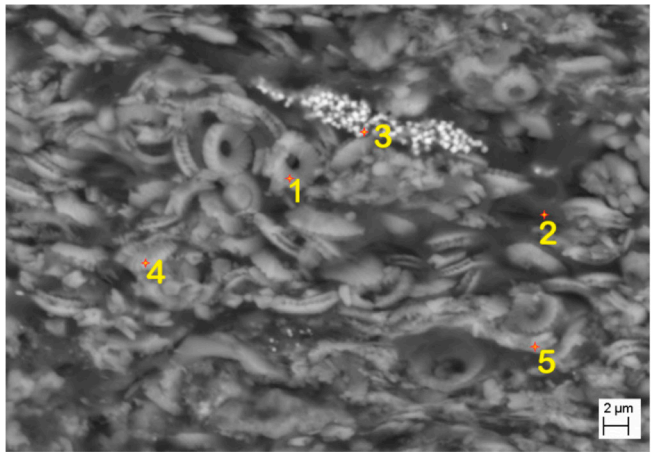



*Рис. 2а. Электронное изображение скопления кокколитофорид, заполненных ОВ (ширина кадра 55 мкм): 1, 4, 5 – кальцит, 2 – ОВ, 3 – пирит*

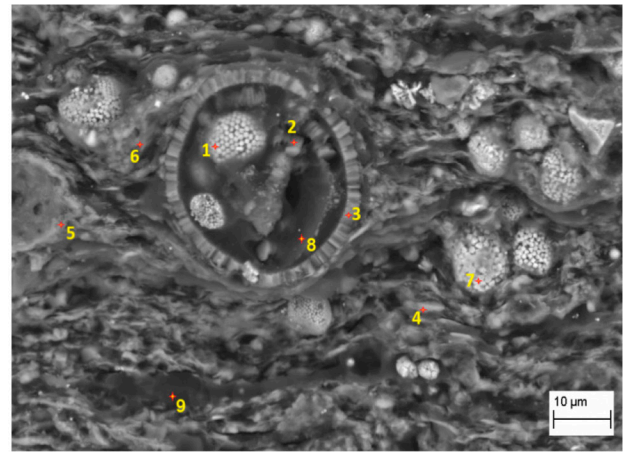



*Рис. 2б. Электронное изображение кальцисферы, заполненной ОВ, пиритовыми стяжениями и агрегатами каолинита (ширина кадра 110 мкм): 1, 7 – пирит; 2 – каолинит; 3 – кальцит; 4-6 – глинистый материал; 8, 9 – органическое вещество*

Остатки детритового материала с включениями, содержащими уран, приурочены к отложениям верхней части тутлеймской и баженовской свит. Породы скрытокристаллической, линзовидно-слоистой структуры смешанного карбонатно-глинисто-кремнистого состава со средней степенью пиритизации (содержание пирита – 10-15 %).

Костный детрит представлен в основном обособлениями удлиненной, искривленной формы (рис. 3). Размер остатков вариативен – от 20 мкм до 5 мм. Состав детритовых остатков кальций-фосфатный, нередко присутствует фтор (табл. 1, 2). Также в состав таких остатков входит углерод, который может распределяться неравномерно,

зонально – увеличиваться по содержанию от периферии к центру (на изображении остаток к центру становится «темнее») (рис. 4а, точка I). Присутствие урансодержащих микровключений, действительно, характерно для высокоуглеродистых отложений верхней части разреза, что подтверждает предположения авторов [2-4] о связи повышенных концентраций урана с органическим веществом. Однако уран содержится не в органическом веществе, а в костном детрите, но отложения с детритовыми урансодержащими остатками как бы «пропитаны» органическим веществом (рис. 4а, точка II), содержат значительное количество сгустков ОВ – обособлений в органических остатках: кокколитофориды (рис. 2а, точка 2), кальцисферы (рис. 2б, точка 8).

Урансодержащие микровключения в детритовых остатках распределены неравномерно – могут быть как рассеяны по всему остатку, так и концентрироваться в какой-либо его части. Размер микровключений от 3 мкм до менее 1 мкм (нанометровый размер). В составе микровключений помимо урана встречаются иттрий, барий, цирконий, кислород и РЗЭ (неодим, эрбий, диспрозий, иттербий, церий, лантан) в разных соотношениях. Также присутствует углерод, фосфор и кальций (табл. 1-3).

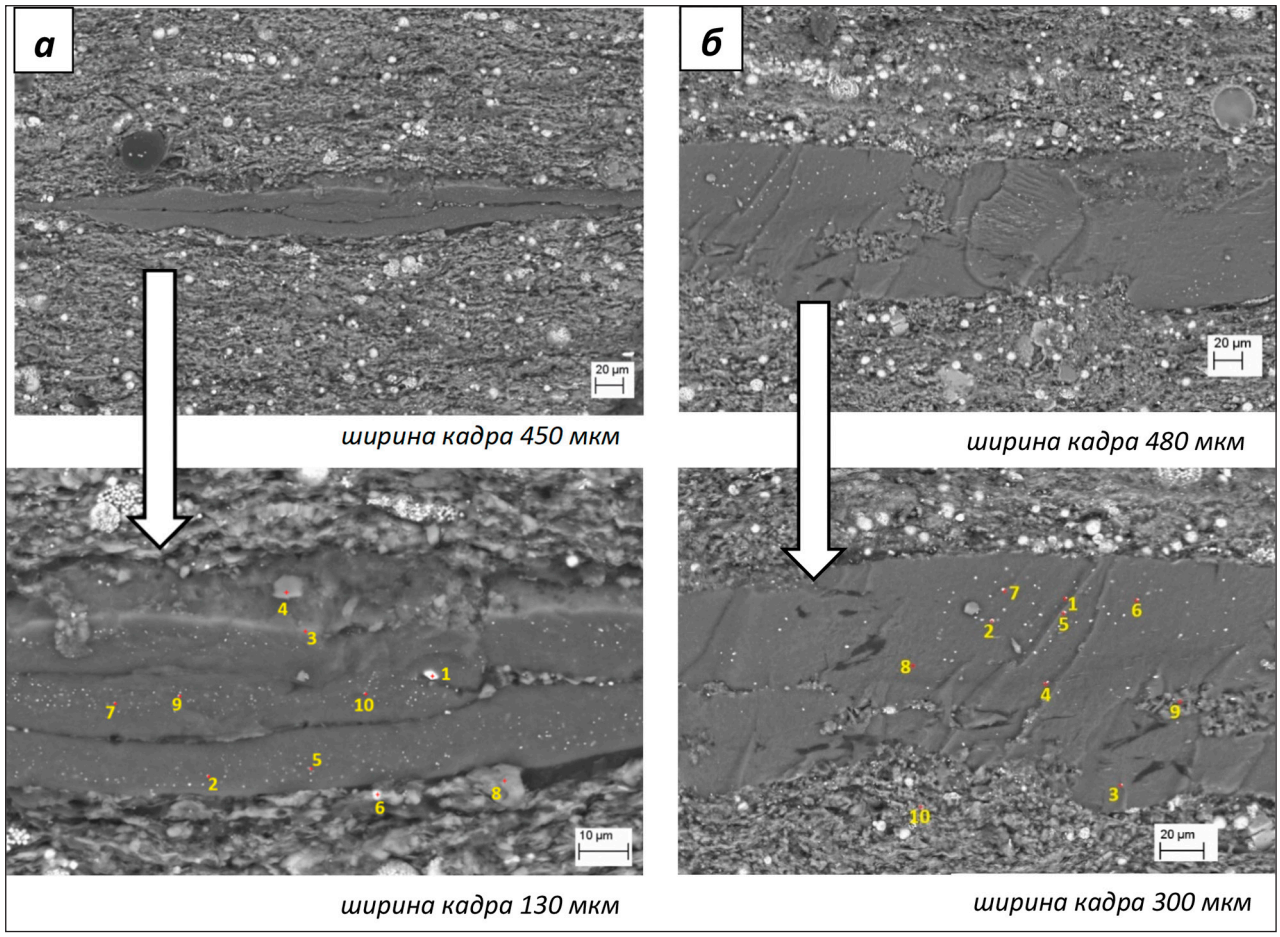



*Рис. 3. Электронные изображения остатков детрита, богатых урансодержащими микровключениями (с примесью РЗЭ) в отложениях верхней части баженовского горизонта: а – Северо-Моимское месторождение (1 – барит; 2, 5, 7, 9, 10, – урансодержащие микровключения; 3 – детрит; 4 – гидрослюда; 6 – пирит; 8 – альбит); б – Галяновское месторождение (1-7 – урансодержащие микровключения; 8 – детрит; 9 – каолинит; 10 – кремнистое вещество). Результаты элементного анализа по точкам приведены в таблице 1 (по рис. 3а) и таблице 2 (по рис. 3б)*

*Таблица 1*

**Элементный состав анализируемого участка по точкам (рис. 3а), масс. %**

| | O | F | Na | Mg | Al | Si | P | S | K | Ca | Ti | Fe | Ni | Sr | Ba | Nd | U | Итог |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 29,3 | | | | 1,39 | 2,11 | 3,2 | 12,1 | | 4,12 | | 0,98 | | | 46,9 | | | 100 |
| 2 | 34,2 | 5,98 | | | | 1,89 | 15 | 3,17 | | 26 | | | | 1,33 | 2,05 | | 10,4 | 100 |
| 3 | 45,1 | 11,3 | 0,77 | | | 1,51 | 14 | 2,81 | | 21,3 | | | | 1,35 | 1,96 | | | 100 |
| 4 | 25 | | | 0,93 | 14,8 | 22,8 | 6,55 | 2,01 | 10,7 | 14,5 | 0,59 | 2,09 | | | | | | 100 |
| 5 | 30,8 | 7,9 | | | | 1,53 | 14,9 | 3,51 | | 30,1 | | | | 1,34 | 2,14 | 0,61 | 7,15 | 100 |
| 6 | | | | | | | | 54,4 | | | | 44,6 | 0,98 | | | | | 100 |
| 7 | 36,9 | 7,05 | 0,88 | | | 1,26 | 14,8 | 3,63 | | 25,4 | | | | | 2,09 | | 7,96 | 100 |
| 8 | 45 | | 6,58 | | 12,1 | 34,2 | | | 1,55 | 0,59 | | | | | | | | 100 |
| 9 | 36,7 | 8,27 | | | | 1,8 | 14 | 3,34 | | 23,4 | | | | | 1,99 | | 10,5 | 100 |
| 10 | 37,5 | 9,13 | 0,62 | | | 0,93 | 14,5 | 3,67 | | 25,9 | | | | 0,81 | 1,68 | 0,82 | 4,44 | 100 |

*Таблица 2*

**Элементный состав анализируемого участка по точкам (рис. 3б), масс. %**

| | O | F | Si | Al | P | S | Ca | Fe | Sr | Y | Ba | Dy | Yb | U | Итог |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 24,2 | | 3,16 | | 16,3 | 2,93 | 28 | | | 1,72 | 1,53 | | | 22,2 | 100 |
| 2 | 23,5 | | 3,27 | | 15,4 | 2,05 | 17,3 | | | 13,8 | 0,96 | | | 23,8 | 100 |
| 3 | 31 | | 2,13 | | 16,1 | 2,88 | 19,9 | | | 11 | 0,93 | 1,22 | 1,36 | 13,5 | 100 |
| 4 | 27,9 | | 2,8 | | 15,4 | 3,12 | 27,4 | | | 2,15 | 1,34 | | | 20 | 100 |
| 5 | 21,3 | | 3,01 | | 18,9 | 3,08 | 23,1 | | | 10,4 | 1,43 | 1,36 | | 17,5 | 100 |
| 6 | 26,6 | | 3,13 | | 16,4 | 3,11 | 27,2 | | | 4,47 | 1,14 | | | 18 | 100 |
| 7 | 21 | | 3,35 | | 17 | 2,43 | 19 | 1,18 | | 15,3 | 0,77 | | 1,68 | 18,3 | 100 |
| 8 | 28,4 | 5,06 | 0,96 | | 18,5 | 4,07 | 39,8 | | 1,49 | | 1,68 | | | | 100 |
| 9 | 55,9 | | 20,5 | 23,6 | | | | | | | | | | | 100 |
| 10 | 42,1 | | 51,4 | 2,87 | | 1,06 | 1,96 | 0,61 | | | | | | | 100 |

*Таблица 3*

**Элементный состав анализируемого участка по точкам (рис. 4а), масс. %**

| | O | F | Na | Al | Si | P | S | K | Ca | Sc | Fe | Sr | Y | Zr | Ba | La | Ce | Nd | Dy | Yb | U | Итог |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 33,2 | 11,7 | | | 0,52 | 17,5 | | | 35,7 | | | 1,41 | | | | | | | | | | 100 |
| 2 | 37,8 | | | | 3,47 | 10,2 | 1,48 | | 7,62 | 0,57 | 0,78 | | 10,9 | 3,02 | 0,62 | | | 0,65 | 1,85 | 1,42 | 19,7 | 100 |
| 3 | 44,8 | | | 0,48 | 3,34 | 10,3 | 1,23 | | 7,94 | 0,55 | 0,64 | | 7,58 | | 0,63 | | | 0,78 | 1,42 | 1,53 | 18,8 | 100 |
| 4 | 43,5 | | | 0,36 | 3,29 | 10,9 | 1,08 | | 8,09 | 0,53 | 0,76 | | 8,41 | | 0,52 | | | 0,65 | 0,95 | | 21 | 100 |
| 5 | 37,1 | | 0,65 | | 3,49 | 13,4 | 1,57 | | 14,2 | 0,59 | 0,64 | | 5,25 | | 0,87 | | | 0,94 | 1,27 | 1,02 | 19 | 100 |
| 6 | 55,3 | | | 0,57 | 1,04 | | 1,54 | | 41,1 | | 0,45 | | | | | | | | | | | 100 |
| 7 | 52,6 | | 0,87 | | 0,47 | 14,5 | 1,78 | | 26,8 | | 0,34 | 1,05 | | | 1,54 | | | | | | | 100 |
| 8 | 62,1 | | | 1,99 | 5,1 | | 2,66 | 0,38 | 26,3 | | 1,48 | | | | | | | | | | | 100 |
| 9 | 31,6 | | | | 4,77 | 13,3 | 0,9 | | 8,49 | 0,83 | 0,93 | | 8,92 | | 0,91 | | | 0,59 | 1,56 | | 27,2 | 100 |
| 10 | 22,3 | | | 1,37 | 3,84 | 11,9 | 6,02 | | 14,8 | | 3,23 | 1,28 | | | | 6,77 | 19,1 | 7,53 | | | 1,81 | 100 |

В нижней части разрезов тутлеймской и баженовской свит баженовского горизонта количество детритового материала уменьшается. При этом в самих остатках происходит сокращение, вплоть до полного отсутствия, микровключений радиоактивных и редкоземельных элементов. Из редких включений в детритовых остатках отложений нижней части горизонта встречаются пирит, барит (рис. 4б), апатит.

Отмечается широкая вариативность комбинаций состава урана с другими элементами из микровключений даже в одном образце. При детальном изучении образцов отложений, вскрывающих баженовский горизонт, было установлено, что включения урана и других радиоактивных и редкоземельных элементов встречаются только в детритовом

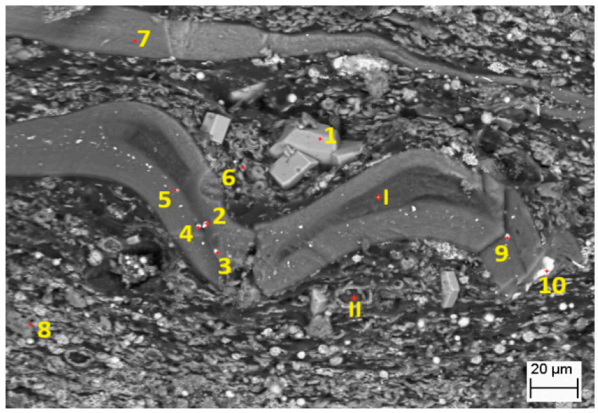



*Рис. 4а. Электронное изображение участка отложений верхней части баженовского горизонта Малоатлымского месторождения (ширина кадра 335 мкм): 1 – фторапатит; 2-5, 9 – урансодержащие микровключения; 6 – кальцит; 7 – детрит; 8 – кальцит на контакте с глинистым материалом; 10 – минерал с РЗЭ; I – зона детрита с высоким содержанием углерода; II – органическое вещество. Результаты элементного анализа по точкам приведены в таблице 3*

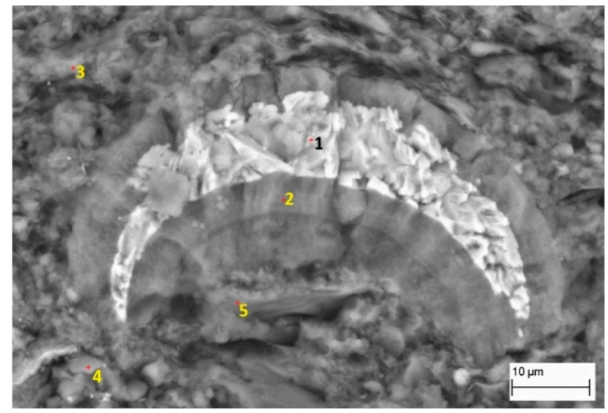



*Рис. 4б. Электронное изображение участка отложений нижней части баженовского горизонта Северо-Ендырского месторождения (ширина кадра 75 мкм): 1 – барит; 2 – детрит; 3-5 – глинистый материал*

материале. В минералах, слагающих отложения, и органическом веществе включения и иные скопления, содержащие уран и редкоземельные элементы, не были обнаружены.

Точное определение процентного содержания элементов для идентификации минерального вида и расчета формул, как для урановых микровключений, так и для детритового материала, усложняется несколькими факторами:

а) малый размер включений (от 3 мкм и менее) – при определении элементов происходит наложение состава матрицы на состав включения;

б) нанесение углеродного слоя на анализируемую поверхность образца – при определении количественного состава элементов из расчета убирается содержание углерода, т.к. аналитическая система не может разделить напыленный углерод и входящий в состав отложений углерод.

Ученые, занимающиеся исследованием концентрации урансодержащих включений в детритовых остатках различных геологических объектов, выдвигают ряд предпосылок их происхождения:

– кратковременное, локальное сокращение объема воды, параллельно сопровождающееся обогащением морской воды ураном и фосфором за счет речного стока, размывающего бывшие морские осадки. Данные процессы могли способствовать, с одной стороны, биопродуктивности биоты отступающего моря, а с другой стороны – накоплению урана в костном фосфатном детрите на дне древнего океана [1, 5];

– перенос поровыми водами продуктов размыва с последующей их сорбцией кальций-фосфатным детритом на дне океана [1];

– накопление радиоактивных элементов живыми организмами в связи с радиоактивным заражением вод, вероятно связанным с геологической активностью [3].

Результаты проведенных авторами исследований хорошо укладываются в теорию изменения (отступления) уровня древнего океана, что также подтверждается повышенной пиритизацией пород, высоким содержанием органического вещества и присутствием урановых микровключений.

## Заключение

Проведенные исследования позволяют прийти к выводам, что отложения баженовского горизонта (тутлеймская и баженовская свиты) содержат остатки костного детрита кальций-фосфатного состава. Эти остатки приурочены к высокоуглеродистым отложениям переменного карбонат-глинисто-кремнистого состава верхней части горизонта. При исследовании отложений в остатках детрита были обнаружены микровключения урансодержащих минералов с примесью иттрия, редкоземельных элементов, циркония. Было выявлено закономерное сокращение к нижней части горизонта детритовых остатков и урансодержащих микровключений, вплоть до полного исчезновения последних. Также при изучении минералов, слагающих отложения, других органических остатков и органического вещества было установлено отсутствие в них радиоактивных и редкоземельных микровключений и обособлений. Определение минерального вида урансодержащих микровключений в детритовых остатках осложнено малым размером самих включений (менее 3 мкм) и наложением состава основной матрицы при рентгеноспектральном анализе.

Полученные результаты в дальнейших исследованиях позволят приблизиться к реконструкции минералообразования включений и обстановки осадконакопления отложений пород баженовского горизонта.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Батурин, Г. Н.** Костный детрит в осадках океана Тетис / Г.Н. Батурин. – Текст : электронный // Океанология. – 2019. – Т. 59. – № 5. – С. 791-802. – URL: https://journals.eco-vector.com/0030-1574/article/view/17606.

2. **Калмыков, Г. А.** Об особенностях распределения радиоактивности в породах Баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири / Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина, А.П. Алешин, Н.К. Глебочева. – Текст : электронный // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2009. – № 1. – С.38-46. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ob-osobennostyah-raspredeleniya-radioaktivnosti-v-porodah-bazhenovskoy-svity-na-zapadnom-sklone-surgutskogo-svoda-zapadnoy-sibiri/viewer.

3. **Неручев, С. Г.** Эпохи интенсивного осадконакопления планктона в истории Земли и их причины / С.Г. Неручев. – Текст : непосредственный // Микрофитофоссилии протерозоя и раннего протерозоя СССР : сборник статей ; отв. ред. Б.В. Тимофеев ; АН СССР. Ин-т геологии и геохронологии докембрия. – Ленинград: Наука, 1974. – С. 36-48.

4. **Панченко, И. В.** Стратификация и детальная корреляция Баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литологопалеонтологического изучения керна и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22-34.

5. **Савельева, О. Л.** Накопление урана и иттрия костным детритом в углеродистых породах полуострова Камчатский Мыс / О.Л. Савельева, Д.П. Савельев, Т.М. Философова. – Текст : электронный // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. – 2019. – № 2. – Выпуск 42. – С. 77-83. – DOI: 10.31431/1816-5524-2019-2-42-77-83.

6. **Шпильман, В. И.** Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири / В.И. Шпильман, Л.А. Солопахина, В.И. Пятков. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: материалы II научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 1999. – С.96-116.

**ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Двадцать шестая научно-практическая конференция*

***Ред. коллегия:***

*Копытов А.Г., Вторушина Э.А., Захарова Л.М.,*
*Алёшин С.А., Захарченко Н.Н., Печёрин Т.Н.*

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА

ISBN 978-5-6046786-2-6

