

**ВЕСТНИК
НEDROPOLZOVATELJA**

Департамент по недропользованию
Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Шпильман А.В.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Алешин С.А., Волков В.А., Кузьмин Ю.А.,
Мясникова Г.П., Толстолыткин И.П.,
Хафизов Ф.З., Шпильман А.В.

**ЛИТЕРАТУРНОЕ
РЕДАКТИРОВАНИЕ**

Симон О.А., Куминова Т.Э.

КОРРЕКТУРА Мистюрина Ю.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА

Куминова Т.Э.

Адрес составителя сборника
(для направления статей, замечаний,
предложений):

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»
625026, г. Тюмень,
ул. Малыгина, 75, а/я 286.
Телефон: (3452) 40-57-34
Факс: (3452) 40-01-91

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Издательский Дом
«ИздатНаукаСервис»
620131, г. Екатеринбург,
ул. Викулова, д. 30, к.38.

ISSN 00868-801X

© Правительство Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

Отпечатано с готовых диапозитивов
в Типографии «Уральский центр
академического обслуживания»

Тираж: 200 экземпляров

Электронный адрес
«Вестника недропользователя»

www.oilnews.ru

Содержание

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

- 4-13 Ярова Г.Т., Мамыкина Л.И.
Анализ месторождений нефти ХМАО – Югры,
открытых в период 2010-2016 гг. Количество
и запасы
- 14-41 Волков В.А., Мухер А.Г., Смирнов Л.В.,
Судат Н.В., Судат Л.Г., Южакова В.М.
Выделение и характеристика перспективных
объектов нижней и средней юры на территории
Западной Сибири
- 42-53 Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Солова Л.А.
Трассирование зон развития региональных
покрышек и оценка их экранирующих свойств.
Построение карт региональных флюидоупоров
нижней и средней юры
- 54-71 Кренинг Е.А., Рубина Т.В., Добрынина Н.И.
Геологическое строение и перспективы
нефтегазоносности клиноформного резервуара
БВ₁₁₋₁₄ Толькинского мегапрогиба в пределах
ХМАО – Югры
- 72-79 Исказиев К.О.
Литолого-фацевальное районирование
на основании комплексирования результатов
анализа рисунка сейсмической записи
и тектонических характеристик
- 80-87 Сивакова Т.В.
Перспективы нефтегазопоисковых работ
в Бухаро-Хивинском регионе по результатам
историко-статистического анализа ресурсов

Разработка и добыча

- 88-93 Печёрин Т.Н.
Обзор и оценка причин невыполнения проектной
добычи нефти на месторождениях ХМАО – Югры
- 94-104 Печёрин Т.Н.
Анализ эффективности и уточнение
геолого-физических условий эффективного
применения многозонного гидроразрыва пласта

Экология

- 105-108 Казанцева Л.Н., Казанцев Ю.В.
Особенности природопользования Югры –
основа актуализации Схемы охотугодий



**Дорогие друзья,
уважаемые коллеги!**

*Научно-аналитический центр
национального недропользования
отмечает своё 25-летие!*

За четверть века проделано много работы по всем нашим направлениям. Это и проекты геологоразведочных работ, и количественная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата ЗСНГП, и подготовка информационных пакетов на аукционные и конкурсные участки. Благодаря нашему прогнозу нефтедобычи разработана энергетическая стратегия ХМАО – Югры до 2030 года. С участием наших специалистов открываются новые месторождения. Мы выпустили прекрасные атласы – атлас месторождений ХМАО – Югры, атлас геологического строения и нефтегазоносности, атлас неокомских отложений,

атлас по экологии. Опубликовано множество статей, изданий, проводятся научные конференции, собирающие ежегодно более двухсот человек. И это все свидетельствует о том, что мы поднимаем науку о недропользовании на такой уровень, который соответствует самым современным международным требованиям.

Центр работает со всеми российскими нефтяными компаниями: Сургутнефтегаз, Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпромнефть и другими. Начинаем интересный проект по Бажену совместно с компанией Газпромнефть. В рамках национального проекта создаётся Технологический центр «Бажен» на базе окружного кернохранилища. Закупается новое высокотехнологичное оборудование для исследования керна, мощно развивается направление лабораторных исследований.

Своему коллективу я очень хочу пожелать творчества! Именно творческие процессы рождают открытия и успехи в научной сфере. Пусть, как и раньше, наш коллектив будет дружным, чтобы нам было приятно видеть друг друга каждый день, приходя на работу. Я считаю, что наше общение на работе, наше состояние, когда мы понимаем, что делаем что-то вместе – это очень важно. А главное, чтобы все получали удовольствие от своего труда, удовольствие от людей, которые окружают, удовольствие от результатов. И, конечно, я желаю здоровья всем работникам Центра, специалистам, ученым, их семьям и детям!

A handwritten signature in black ink, appearing to read "А. М. Иванов".

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

АНАЛИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ХМАО – ЮГРЫ, ОТКРЫТЫХ В ПЕРИОД 2010-2016 ГГ. КОЛИЧЕСТВО И ЗАПАСЫ

Г.Т. Ярова, Л.И. Мамыкина
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Ханты-Мансийский автономный округ – богатейший нефтяной регион Западной Сибири и России в целом. Основные месторождения здесь открыты в 60-80-х годах. Первыми в 1960 году на карте появились месторождения Мулымынское и Трехозерное. Всего в округе на 01.01.2017 г. открыто 477 месторождений, из них 454 – нефтяных, 18 – газовых, 5 – газоконденсатных.

Динамика прироста запасов и количество открываемых в ХМАО – Югре месторождений показаны на рис. 1, для большей нагляд-

ности представлен период с 1993 по 2016 г. – за это время открыто 213 нефтяных месторождений. Начиная с 2005 года, заметен процесс постепенного истощения ресурсной базы. Так, в 2015 г. открыто всего два месторождения – Шугурское и им. А.В. Филипенко, в 2016 г. – пять месторождений – Тауровское, Леклорское, Западно-Икилорское, Восточно-Назымское и Юккун-Ёганское. Если в 2009 году была положительная динамика и количество открытых месторождений значительно увеличилось, то с 2010 по 2016 год снижение этого уровня оче-

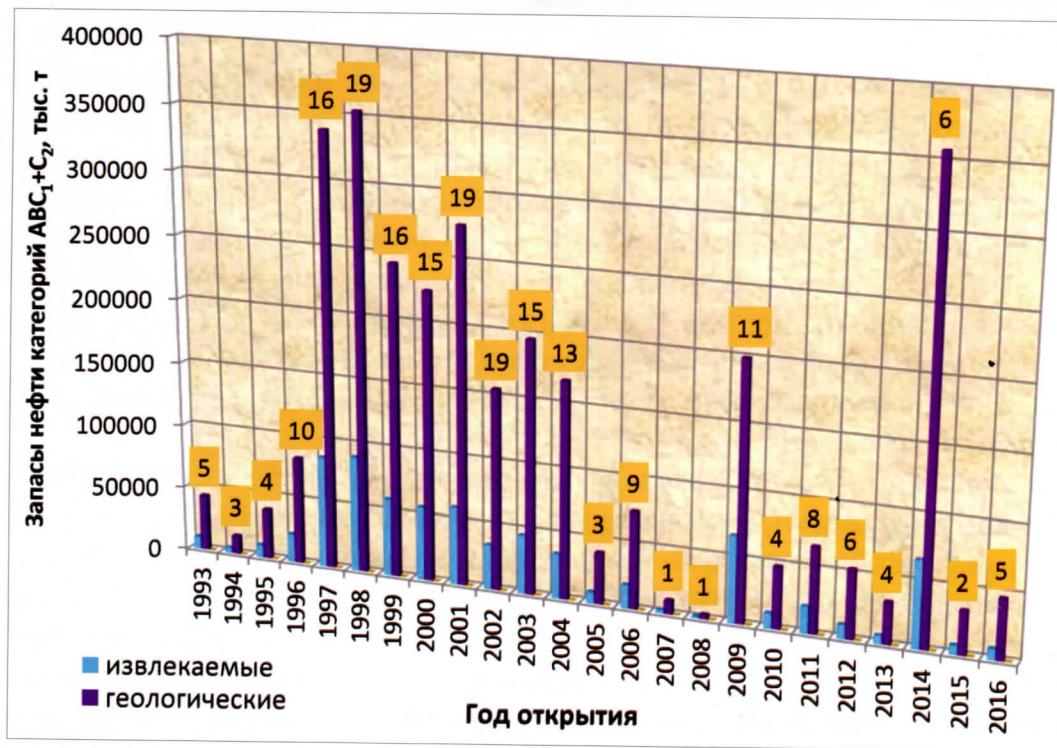


Рис. 1. Динамика прироста запасов за счет новых месторождений

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

видно (рис. 2). Анализ открываемых в ХМАО – Югре месторождений в период с 2000 по 2010 гг. был представлен в «Вестнике недропользователя ХМАО – Югры» – № 24, 2011 г.

Сокращение количества новых месторождений в большей мере связано с уменьшением объема геологоразведочных работ. Основное воспроизводство минерально-сырьевой базы достигается за счет ГРР на действующих месторождениях. Прирост извлекаемых запасов за счет выявления новых месторождений очень незначителен (рис. 4-10). Если в 2000-2009 гг. прирост составлял 331,2 млн т, то в 2010-2016 гг. 131,7 млн т. Соответственно и количество открытых отличается – в 2000-2009 гг. было 106, в 2010-2016 гг. в три раза меньше – 35 открытий. При этом открываемые месторождения становятся все меньше по величине извлекаемых за-

пасов – это месторождения в основном мелкие и средние, но есть и крупное (рис. 4-10). Сумма геологических/извлекаемых запасов, разведенных в эти годы месторождений, составляет 639/132 млн т нефти.

Два месторождения – Западно-Колтогорское с извлекаемыми запасами категорий C_1+C_2 – 15,3 млн т и Оуринское – 33,8 млн т (рис. 8) – по запасам значительно остальных месторождений этого периода. Оуринское – самое крупное среди новых месторождений за последние семь лет. Нефтеносность месторождений, открытых в 2010-2016 гг., приурочена к группам пластов АВ₁₋₂ (21,2%), АС+АВ (15,9%), БС+БВ (6,2%), Ач (0,2%), Ю₀ (5,2%), Ю₁+П (8,8%), Ю₂+Ю₉+тюм.св. (38,5%), Ю₁₀ (1,1%) и доюрскому (2,6%) (рис. 3). Большой прирост запасов получен из отложений группы пластов

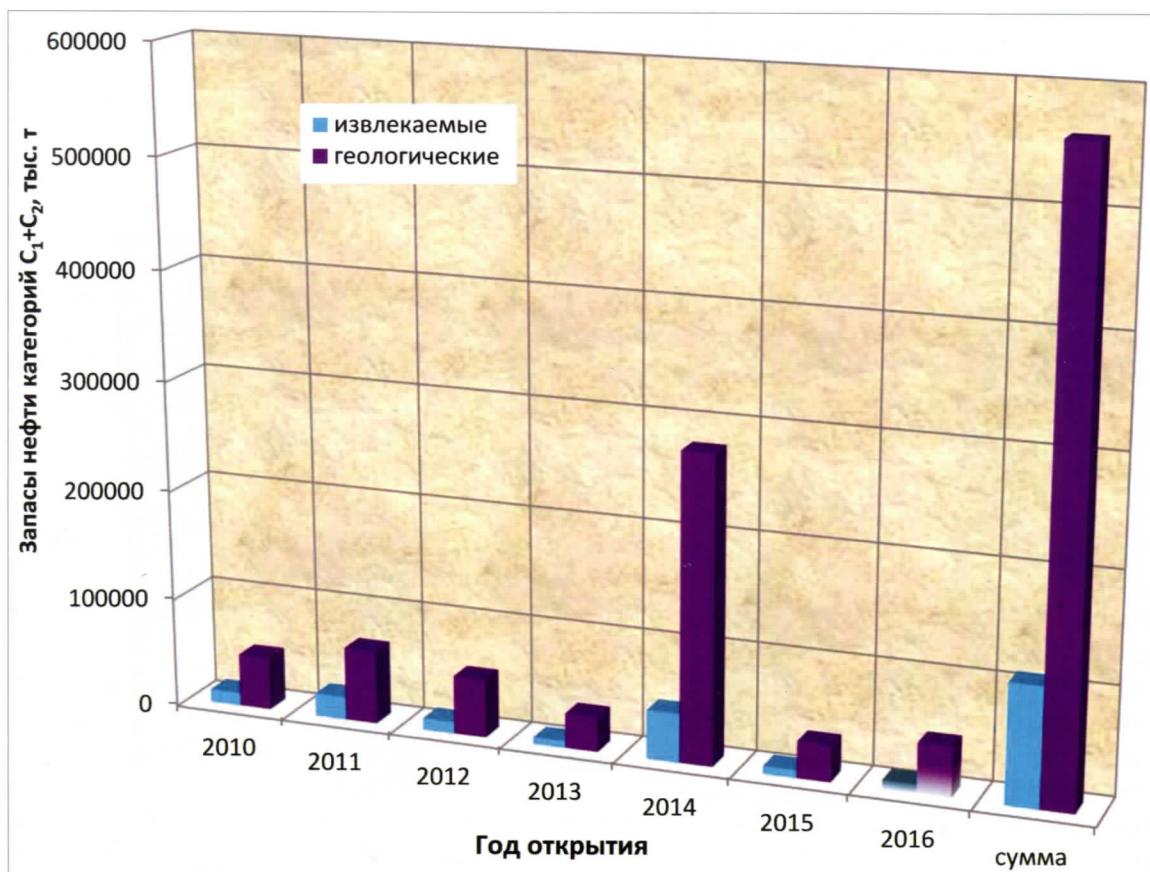


Рис. 2. Запасы месторождений по годам открытия (2010-2016 гг.)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

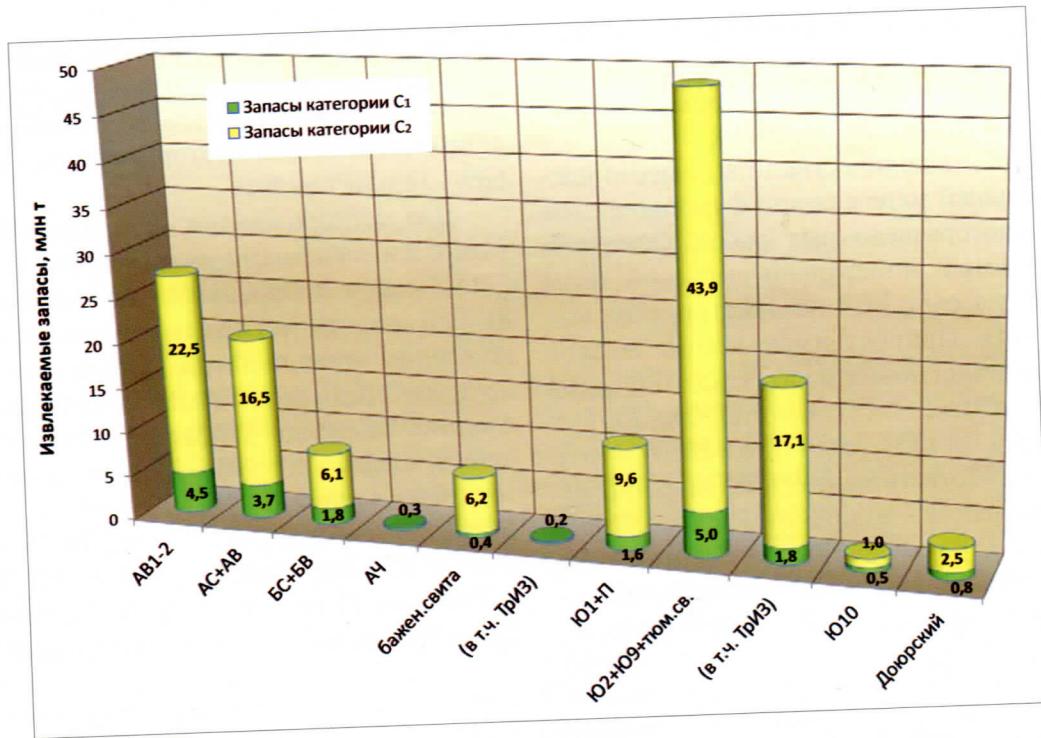


Рис. 3. Распределение извлекаемых запасов категорий C₁ и C₂ по пластам

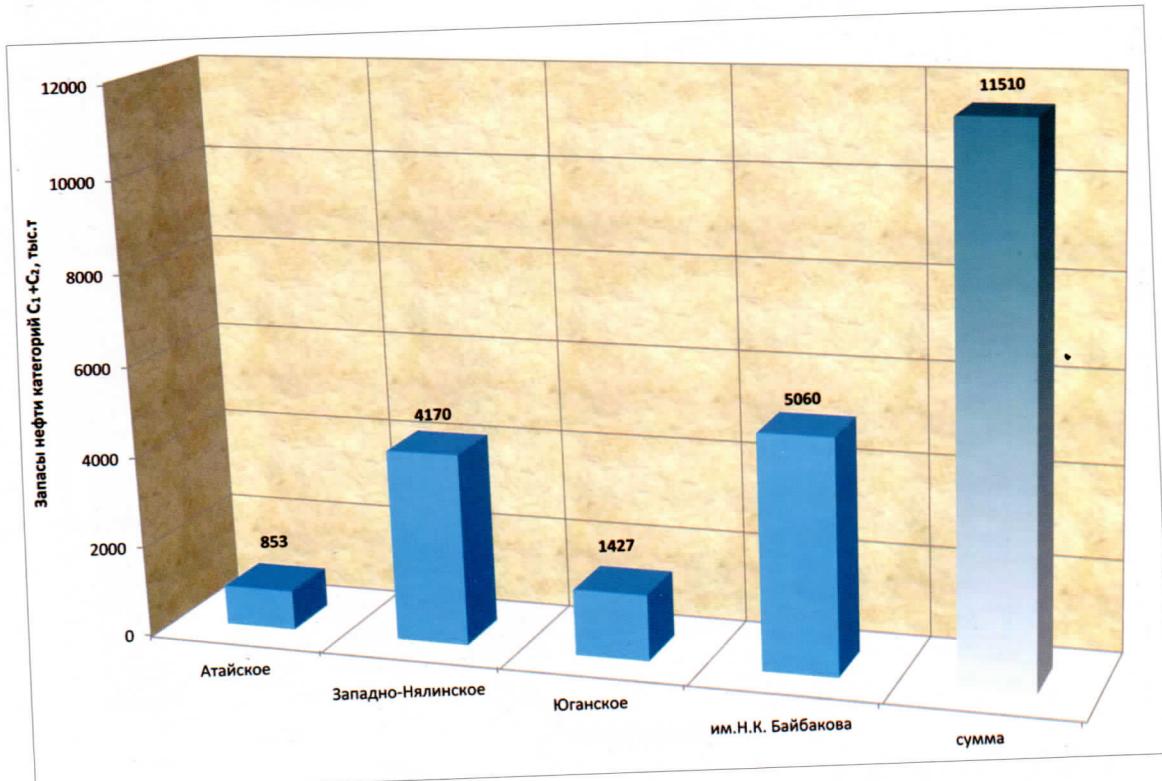


Рис. 4. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2010 году

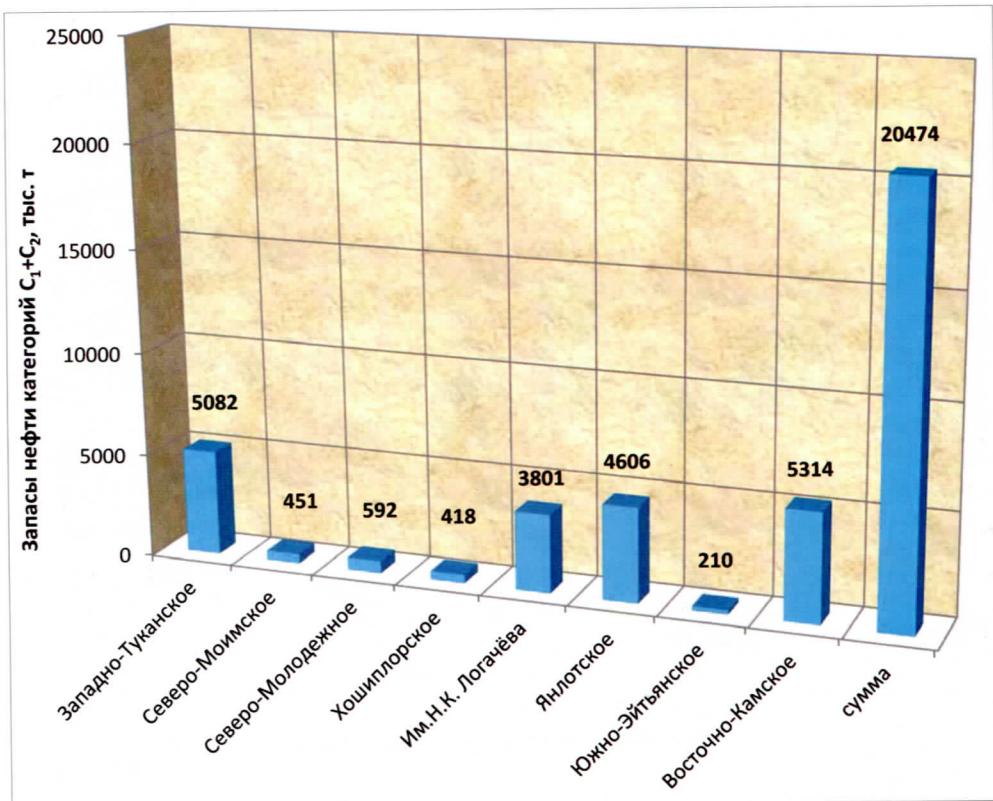


Рис. 5. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2011 году

$\text{Ю}_2 + \text{Ю}_9 + \text{тюм.св.}$ – 48,9 млн т или 38,5%. В соответствии с критериями «статьи 342.2 НК» ФЗ РФ №213 от 23.07.2013 г. в ТрИЗ попадают только залежи средней юры семи месторождений, которые относятся к второй категории ТрИЗ – это ЮC_2 Атайского, ЮK_2 Западно-Нялинского, ЮK_{2-3} Западно-Назымского, ЮK_{2-3} Южно-Назымского, ЮK_{2-3} Северо-Назымского, ЮK_{2-3} Восточно-Сыньеганского, ЮC_{2-1} Западно-Юильского месторождений, запасы их составляют 18,9 млн т или 38,6% от извлекаемых запасов категорий C_1C_2 всего среднеюрского комплекса и 14,9% от извлекаемых запасов категорий C_1C_2 этого периода. К первой категории ТрИЗ относятся залежи баженовской свиты трёх месторождений – Западно-Нялинского, Северо-Мытаяхинского и Южно-Жумажановского, запасы которых составляют 227 тыс. т или 3,4% от извлекаемых

запасов категорий C_1C_2 баженовской свиты и 0,2% от извлекаемых запасов категорий C_1C_2 рассматриваемого периода.

В 2010 году открыто четыре месторождения – Атайское (ООО «МОЛ-Западная Сибирь»), Западно-Нялиńskое, Юганское, месторождение им. Н.К. Байбакова (ОАО «Сургутнефтегаз»), сумма запасов которых составила 11,5 млн т (рис. 4). По величине извлекаемых запасов Атайское месторождение относится к группе очень мелких с извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 – 0,9 млн т, Западно-Нялиńskое и Юганское – мелкие, извлекаемые запасы нефти категорий C_1+C_2 которых составили 4,2 и 1,4 млн т, соответственно, месторождение им. Байбакова, с извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 – 5,1 млн т, относится к средним. Залежи открытых месторождений входят в группы пластов АВ₁₋₂, БС, Ю₀, Ю₂ и

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

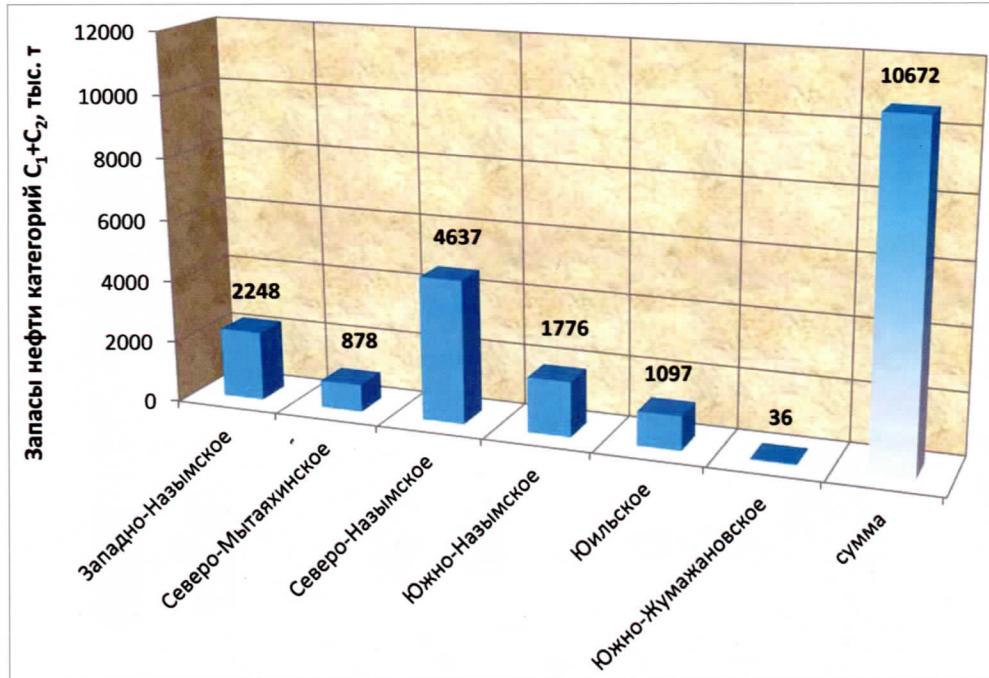


Рис. 6. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2012 году

ДЮК. В соответствии с критериями «статьи 342.2 НК» ФЗ РФ №213 от 23.07.2013 г. запасы залежей тюменской свиты ЮC_2 Атайского, ЮK_2 Западно-Нялиновского месторождений попадают во вторую категорию ТрИЗ и запасы залежи Ю_{0-1} Западно-Нялиновского месторождения попадают в первую категорию ТрИЗ.

В 2011 году открыто восемь месторождений – Западно-Туканское, им. Н.К. Логачева, Хошиплорское (ОАО «Сургутнефтегаз»), Северо-Моимское, Северо-Молодежное («Тендерресурс»), Янлотское, Южно-Эйтянское, Восточно-Камское (нераспределенный фонд недр), сумма запасов которых составила 20,5 млн т (рис. 5). По величине извлекаемых запасов два месторождения относятся к группе средних – Западно-Туканское и Восточно-Камское, с извлекаемыми запасами нефти категорий $C_1 + C_2$ – 5,1 и 5,3 млн т, два месторождения – им. Н.К. Логачева и Янлотское – к группе мелких, с извлекаемыми запасами нефти категорий $C_1 + C_2$ – 3,8 и 4,6 млн т и четыре месторождения к группе очень мелких, извле-

каемые запасы которых менее 1 млн т. Геологоразведочные работы на Западно-Туканском поднятии были начаты ещё в 1968 году. В 2004 году при совместном испытании пластов Ю_4 и Ю_6 получен непереливающий приток нефти дебитом 10,4 м³/сут при СДУ – 452,5 м, запасы углеводородного сырья на Государственную экспертизу не представлялись. Также не были учтены запасы пласта БC_8 , из которого в 2008 году при испытании получен промышленный приток нефти. Сейморазведочные работы 2D на месторождении им. Н.К. Логачева проведены в 2004 году. По результатам бурения и испытания поисковых и разведочных скважин получены промышленные притоки нефти из пластов AC_{10}^{1-3} , AC_{10}^{2} , AC_{10}^{2-1} , подсчет запасов выполнен в 2011 году, запасы углеводородного сырья впервые поставлены на учет Государственного баланса. Геологоразведочные работы на территории Северо-Моимского месторождения начаты в 80-х годах. В 2004 году на поднятии пробурены поисковые скважины 21П и 20П, в 2007 году пробурена поисковая

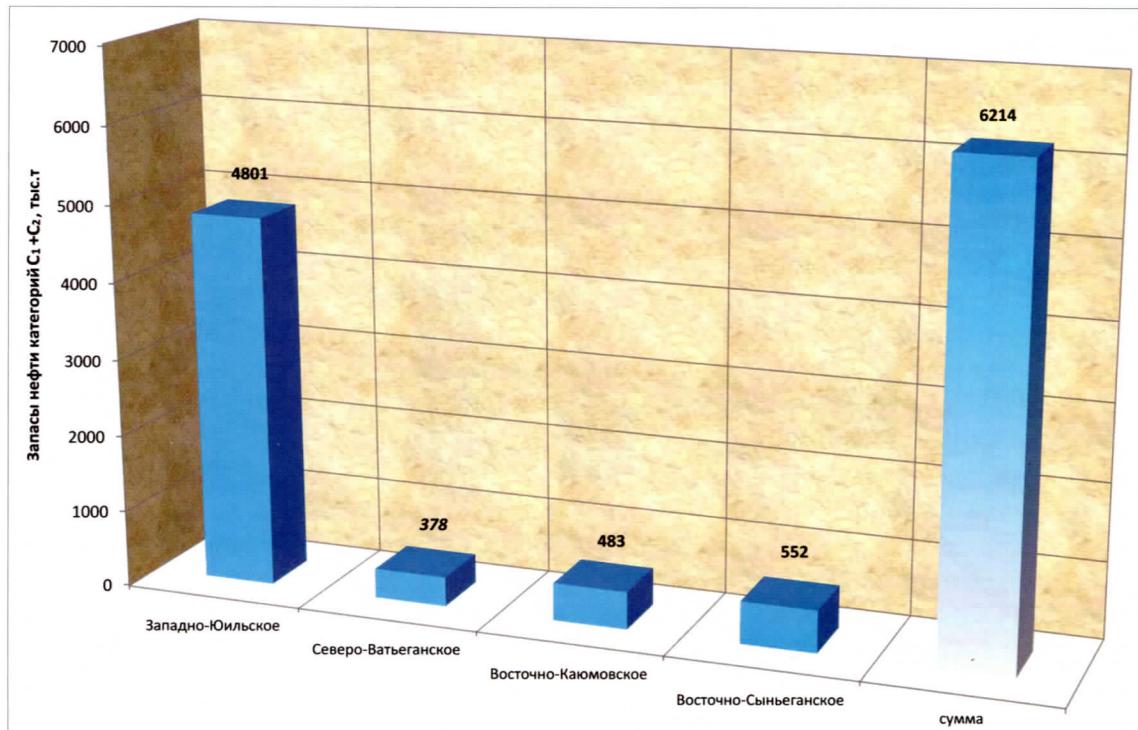


Рис. 7. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2013 году

скважина 23П, проведены сейсморазведочные работы 2D. Месторождение открыто по результатам бурения скважины 23П, при испытании которой был получен промышленный приток нефти из пласта АС₃. Северо-Молодежное месторождение подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 2004 году. В 2007 году при испытании пласта Ю₂ в скважине № 6 получен промышленный приток нефти, но запасы на Государственном балансе не были учтены. Подсчет запасов выполнен в 2011 году, запасы углеводородного сырья впервые поставлены на учет Госбаланса. Нефтеносность открытых месторождений приурочена к группам пластов АС, БС, Ач, Ю₁+П и Ю₂+Ю₉.

В 2012 году открыто шесть месторождений: Западно-Назымское, Северо-Мытаяхинское, Северо-Назымское, Южно-Назымское, Юильское, Южно-Жумажановское (ОАО «Сургутнефтегаз») (рис. 6). Сумма извлекаемых запасов нефти категорий С₁+С₂ составила 10,7 млн т. По ве-

личине запасов четыре месторождения относятся к мелким с запасами нефти категорий С₁+С₂ от 1,1 до 4,6 млн т и два – Северо-Мытаяхинское и Южно-Жумажановское – к очень мелким. Нефтеносность месторождений приурочена к группам пластов ЮС₀, ЮС₂+Ю₉. В соответствии с критериями «статьи 342.2 НК» ФЗ РФ №213 от 23.07.2013 г. запасы залежей тюменской свиты ЮС₂ Западно-Назымского, Северо-Назымского и Южно-Назымского месторождений с проницаемостью не более 2×10^{-3} мкм² и эффективными нефтенасыщенными толщинами не более 10 м относятся к второй категории ТрИЗ. Запасы залежи Ю₀₋₁ Северо-Мытаяхинского и Южно-Жумажановского месторождений попадают в первую категорию ТрИЗ.

В 2013 году открыто четыре месторождения: Западно-Юильское, Восточно-Сынеганское (ОАО «Сургутнефтегаз»), Северо-Ватьеганское, Восточно-Каюмовское (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») (рис. 7). Сумма извлекае-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

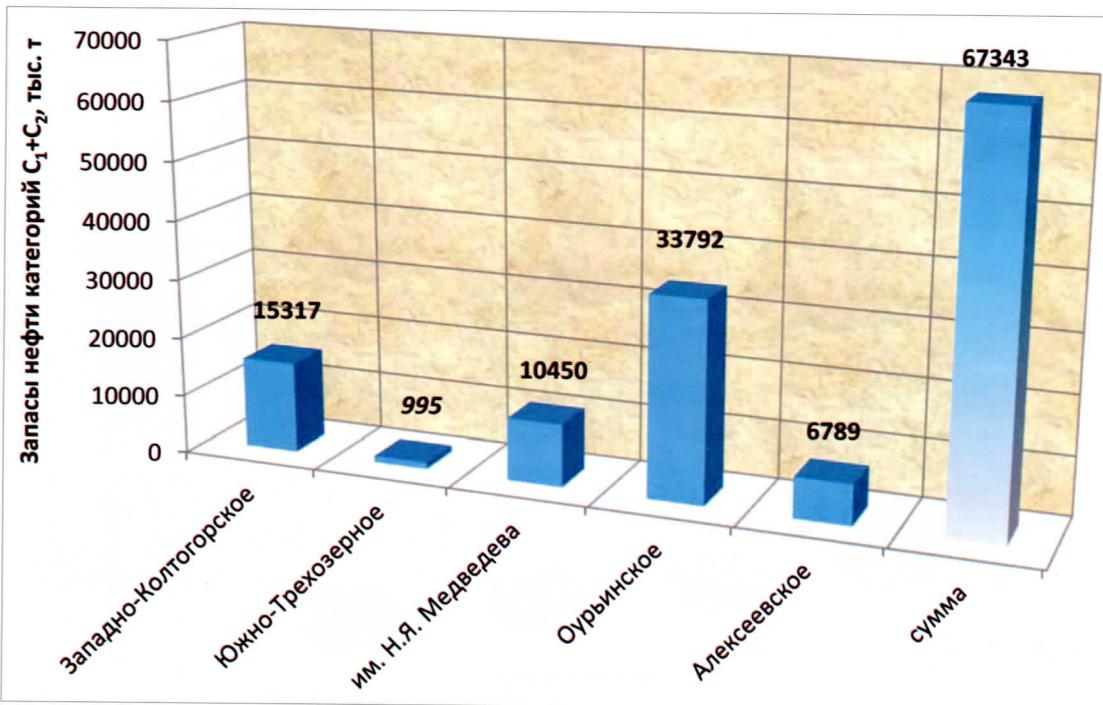


Рис. 8. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2014 году

мых запасов месторождений составила всего 6,2 млн т, по величине запасов Западно-Юильское месторождение – мелкое, с запасами нефти категории C_1+C_2 – 4,8 млн т; три месторождения с запасами нефти категории C_1+C_2 – 0,4 млн т, 0,5 и 0,6 млн т – являются очень мелкими. Залежи на открытых месторождениях принадлежат группам пластов $\text{Ю}_1+\text{П}$ и $\text{Ю}_2+\text{Ю}_9$. В соответствии с критериями «статьи 342.2 НК» ФЗ РФ № 213 от 23.07.2013 г. запасы залежей тюменской свиты ЮС_2 Западно-Юильского, ЮК_{2-3} Восточно-Сынеганского месторождений относятся ко второй категории ТрИЗ, а запасы баженовской свиты вышеуказанных месторождений, относятся к первой группе категории ТрИЗ.

В 2014 году открыто пять месторождений (рис. 8). По величине извлекаемых запасов три месторождения относятся к группе средних: Западно-Колтогорское (ЗАО «Сибирская геологическая компания») с запасами нефти категории C_1+C_2 – 15,3 млн т; месторождение им.

Н.Я. Медведева (ОАО «Сургутнефтегаз») с текущими запасами нефти категории C_1+C_2 – 10,5 млн т; Алексеевское (ООО «Внештопром») с извлекаемыми запасами нефти категории C_1+C_2 – 6,8 млн т. Южно-Трехозерное (ООО «Обская геологическая компания») с текущими запасами нефти категории C_1+C_2 – до 1,0 млн т – является очень мелким, и крупное Оуринское (ЗАО «Евротэк-Югра») с текущими запасами нефти категории C_1+C_2 – 33,8 млн т.

Западно-Колтогорская структура подготовлена к глубокому бурению сейморазведочными работами 2D в 2005-2008 годах, в 2009 году пробурены две поисковые скважины, в скважине 103 отобран керн и был перфорирован пласт ЮВ_1^1 , и только в 2014 году было продолжено испытание, получены промышленные притоки нефти из отложений ЮВ_1^1 и ЮВ_0 . Геологоразведочные работы на территории Алексеевского месторождения начаты в 1965-1981 гг., опробованы пласты ЮК_2 и ЮК_9 в скважине 266П, положительных результатов

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

получено не было. В 2013 году были возобновлены работы, переобработаны и переинтерпретированы сейсмические материалы, в 2014 году повторно опробованы пласти ЮK_2 и ЮK_{10} , на основании полученных данных выполнен оперативный подсчет запасов.

Как показано на рис. 2, в 2014 году на общем фоне семи лет (2010–2016 гг.) наблюдается резкое увеличение запасов за счет Оуринского и Западно-Колтогорского месторождений. Прирост запасов за счет открытия новых месторождений в 2014 году составил 67,3 млн т.

Новые залежи входят в группы пластов АК, БК, ЮВ₀, Ю₁+П, Ю₂+Ю₉ и Ю₁₀.

В 2015 году открыто всего два месторождения – Шугурское и им. А.В. Филипенко (рис. 9). Шугурское в нераспределенном фонде недр, в перспективном Карабашском НГР западной части ХМАО – Югры, где ГРР только начинаются. По запасам месторождение относится к мелким, извлекаемые запасы нефти категорий

C_1+C_2 составили 2,8 млн т. Месторождение им. А.В. Филипенко (открыто ОАО «Сургутнефтегаз»), с запасами нефти категорий C_1+C_2 всего 4,2 млн т, является также мелким. Шугурское месторождение было открыто в 1998 году, пробурена и опробована в колонне поисковая скважина 1П, из доюрских отложений (КВ) получен приток нефти дебитом 3,26 м³/сут. По сравнению с открытиями того периода, полученные результаты стали, вероятно, причиной прекращения дальнейшего поисково-разведочного бурения на Шугурской структуре и решения о нецелесообразности оценки запасов, постановки их на Госбаланс. Залежи, открытые на месторождениях, принадлежат к группам пластов ВК и доюрских.

В 2016 году открыты пять месторождений – Тауровское (ООО «Евро СоюзХМАО»), Леклорское (ОАО «Сургутнефтегаз»), Западно-Икилорское, Юккун-Ёганское (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») и Восточно-

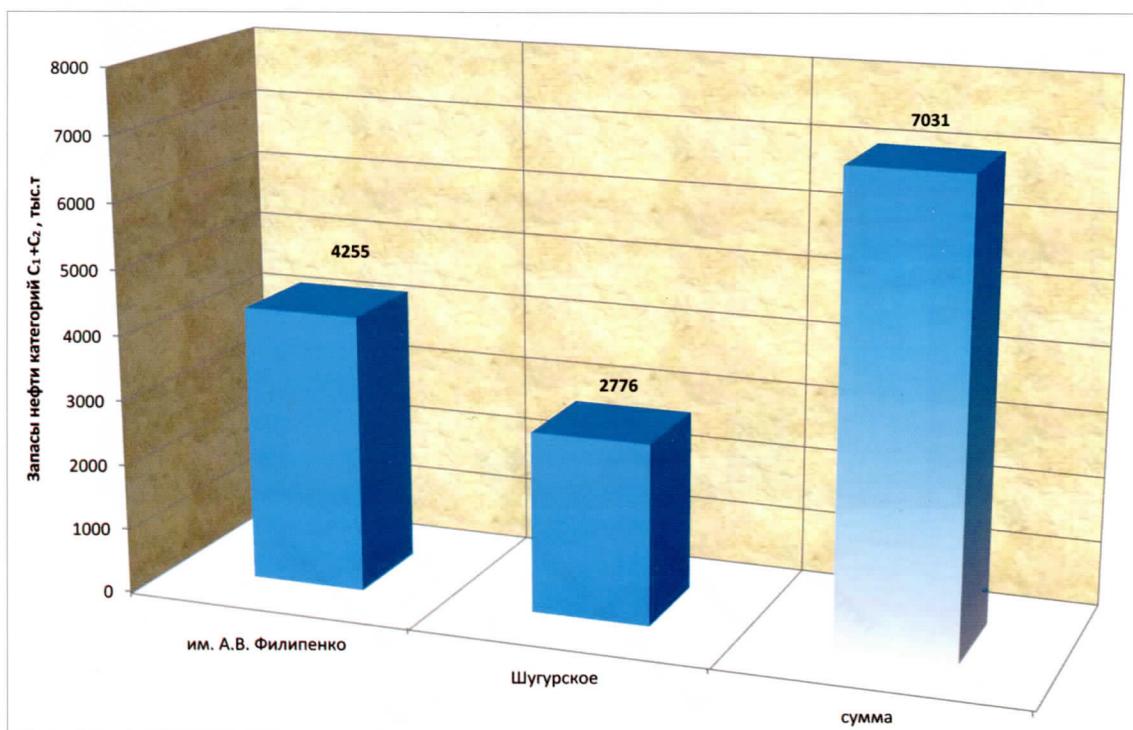


Рис. 9. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2015 году

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Назымское (ОАО «Сургутнефтегаз») (рис. 10). Таировское месторождение с извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 – 1,3 млн т и Леклорское – 1,4 млн т относятся к мелким, Западно-Икилорское и Юкун-Ёганское месторождения, извлекаемые запасы нефти категорий C_1+C_2 которых составили 0,6 и 0,4 млн т соответственно, являются очень мелкими. Нефтеносность отложений BC_9^2 Леклорского месторождения установлена в 2005 году в результате испытания скважины 6204П, но подсчет запасов углеводородов не производился из-за низких дебитов в скважине. В процессе проведения дальнейших геологоразведочных работ была подтверждена нефтеносность отложений BC_9^2 данными бурения и испытания скважин 6205П, 6209П, 6210П, в результате чего получены промышленные притоки нефти. Нефтенос-

ность отложений Ach_3 , YOC_1 была установлена в 2006 году, при испытании этих объектов также получены промышленные притоки нефти. Однако подсчет запасов нефти проведен только в 2016 году и запасы будут учтены в Госбалансе на 01.01.2017 г. Залежи, открытые на месторождениях, принадлежат группам пластов BC , Ach , YOC_1 и YOC_2+YOC_9 .

Таким образом, с 2010 по 2016 гг. количество открытых идет на спад. По величине запасов месторождения, открытые за этот период, в основном относятся к мелким. Геологический разрез отложений новых месторождений охватывает группы пластов AB_{1-2} , $AC+AB$, $BC+BV$, Ach , баженовская свита, YOC_1+P , $YOC_2+YOC_9+tyumen$ свита, YOC_{10} , доюрский комплекс. Основные запасы нефти – 38,5% приходятся на среднеюрский нефтегазонос-

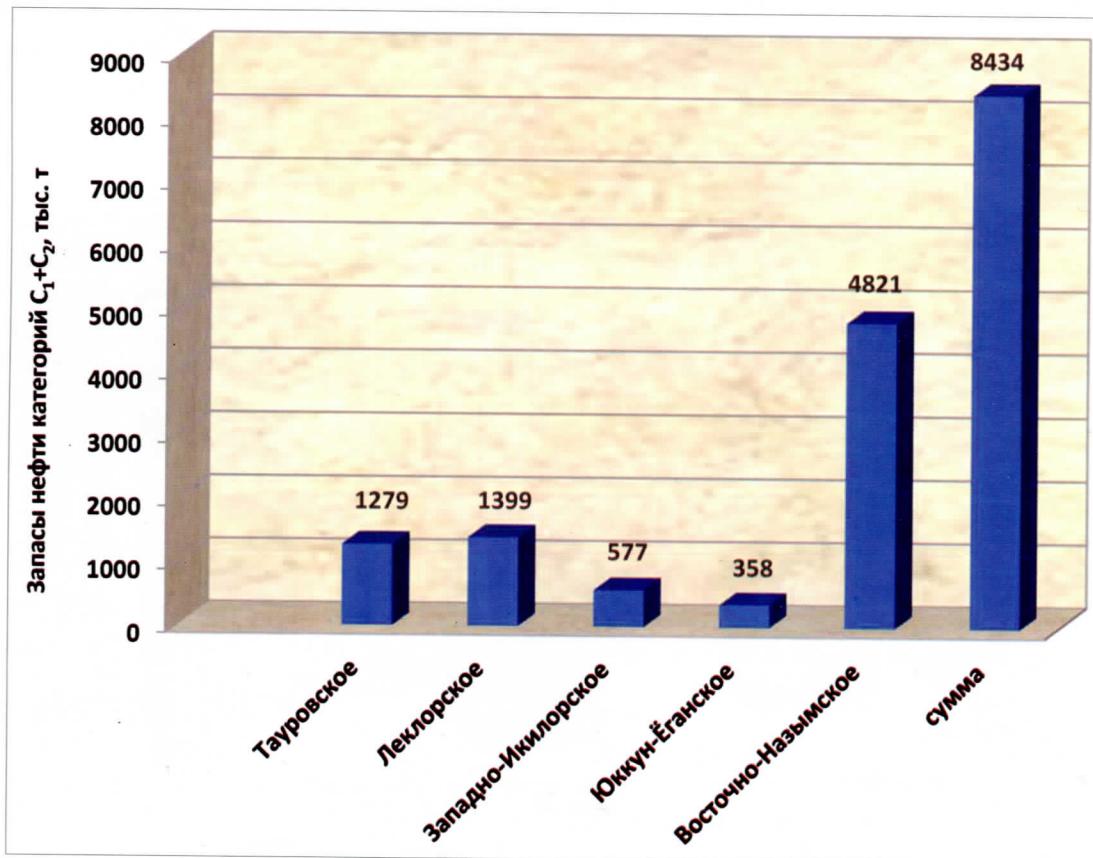


Рис. 10. Извлекаемые запасы месторождений, открытых в 2016 году

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ный комплекс, на залежи других НГК приходится от 0,2 до 21,3%. В соответствии с критериями «статьи 342.2 НК» в категорию трудноизвлекаемых попадают запасы среднеурских залежей и баженовской свиты. Запасы средней юры относятся к второй категории ТрИЗ, запасы баженовской свиты – к первой категории. Разброс глубин, открытых в юрских НГК залежей, огромен: на западе ХМАО – от 1500 м (пласт П Южно-Трехозерного месторождения) до 3200 м (пласт ЮС₂¹ Юильского месторождения), в центральной части – до 3100 м (пласт ЮС₂ Северо-Мытаяхинского месторождения) и 2650 м на – востоке (пласт ЮВ₁¹ Западно-Колтогорского месторождения).

Открытие новых месторождений не дает значительного прироста нефтяных запасов. Связано это со снижением объема геологоразведочных работ. Из 34-х открытых рассматриваемого периода восемь месторождений из старого фонда (24%) – это Западно-Туканское (2004 г.), месторождение им. Н.К. Логачева (2004 г.) Северо-Моимское (2007 г.), Северо-Молодежное (2007 г.), Западно-Колтогорское (2009 г.), Алексеевское (1981 г.), Шугурское (1998 г.), Леклорское (2005 г.). Перечисленные месторождения не были поставлены на учет Госбаланса по фактическому году открытия.

Для стабильного восполнения запасов в округе необходимо проведение сейсморазведочных работ, поисково-разведочного бурения, требуется вложение инвестиций в геологоразведочные работы.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ВЫДЕЛЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НИЖНЕЙ И СРЕДНЕЙ ЮРЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*В.А. Волков, А.Г. Мухер, Л.В. Смирнов,
Н.В. Судат, Л.Г. Судат, В.М. Южакова
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шнильмана»)*

Выделение и характеристика нижне-среднеюрских перспективных объектов были проведены при выполнении федеральной темы «Создание детальной модели геологического строения нижне-среднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ» (гос. контракт № 33/07). Методика формирования цифровой модели изложена в работе [2], развита в [3], основные карты и региональные закономерности строения отложений нижней и средней юры охарактеризованы в [8-10]. При этом учитывались ранее проведенные исследования и методические разработки [1, 5-7].

Проведенные комплексные геолого-геофизические исследования показали, что нижне-среднеюрские отложения являются одним из наиболее важных объектов поисково-разведочных работ. Их промышленная нефте-

носность доказана открытием многочисленных залежей, в том числе и крупных по величине запасов, в различных нефтегазоносных областях. На 01.01.2007 г. в составе нижней юры совместно с КВ+РZ в пределах ЗС НГП открыто 50 месторождений, включающих 121 залежь, в составе средней юры совместно с КВ+РZ – 281 месторождение и 891 залежь.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов нижне- и среднеюрских отложений в пределах территории ЗС НГП оцениваются высоко, на них приходится около 20% начальных потенциальных геологических ресурсов нефти мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Для ЯНАО они составляют 28,2%, для ХМАО – 22%, для юга Тюменской области – 6.1%. В сумме для остальных субъектов Российской Федерации (Томская, Омская, Новосибирская области, Красноярский край, Таймырский автономный округ) – 18.5%.

Перспективы нефтегазоносности нижнеюрского НГК

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК) объединяет разнофациальные толщи пород пластов Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂ и разделяющие их глинистые породы покрышек плинсбах-тоарского и плинсбахского возрастов [4, 8-10].

При подсчете прогнозных ресурсов в состав нижнеюрского НГК отнесены породы коры выветривания, тем более, что в большинстве случаев они являются гидродинамически связанными. Там, где отложения нижней юры отсутствуют, и на доюрских образованиях залегают отложения средней юры, в этих случаях коры выветривания присоединяются к средне-

юрскому НГК. Региональной покрышкой НГК являются глинистые отложения лайдинского горизонта (радомская пачка), тоар-ааленского возраста, подошвой – доюрские образования.

К настоящему времени в пределах ЗС НГП пробурено более 1400 скважин, вскрывших пласти Ю₁₀-Ю₁₂ нижней юры. На территории ХМАО выявлено 28 месторождений нефти: крупное – Талинское, средние и мелкие – Западно-Талинское, Южно-Талинское, Большое, Поснокортское, Каремпостское, Западно-Тугровское, Сергинское, Западно-Яганокуртское, Тундринское, Верхнеколыкьеанское,

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Северо-Поточное, Чистинное, объединяющих более 80 залежей.

Залежи нефти непромышленного значения и нефтепроявления установлены на Апрельской, Итьяхской, Галиновской, Унлорской, Большекаменной, Сосново-Мысской, Верхненазымской, Восточно-Салымской, Бахиловской, Валюнинской, Приозерной, Северо-Варьеганской и др. Признаки нефтеносности в керне установлены на значительном количестве площадей.

В пределах ЯНАО в отложениях нижней юры выявлено одно месторождение – Бованенковское, объединяющее две залежи. В Томских землях – три месторождения: Майское, Широтное, Герасимовское, остальные 32 залежи, отнесенные к нижнеюрскому НГК, выявлены в зоне контакта или коре выветривания. В Новосибирских землях выявлено два месторождения: Веселовское и Малоичское. Оба они приурочены к пласту М (зона контакта) и отнесены к нижнеюрскому НГК (табл. 1).

Проведенный анализ показывает, что пласти Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} нижней юры являются регионально нефтеносными, но изучены они недостаточно, тем более что значительное количество перспективных объектов связано со сложными литологическими, структурно-литологическими и структурно-стратиграфическими ловушками, нередко осложненными тектоническими экранами.

Оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрского НГК (пласти Ю_{10} - Ю_{12}) включает детальное расчленение и корреляцию разрезов скважин, проведенных на основе изучения седиментационной цикличности; составление типовых разрезов скважин для каждой литолого-фацальной зоны; палеогеографические реконструкции; изучение вещественного состава и емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов; анализ нефтегазоносности; структурные построения; выделение зон и ловушек перспективных на поиски залежей УВ и оценка их перспективных ресурсов по категориям $C_3 + D_0$.

Основными методическими приемами картирования ловушек выклинивания в нижней юре

является: трассирование региональных границ выклинивания пластов-коллекторов Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} и их покрышек (радомской, тогурской, ягельной) и обоснование предполагаемого контура ловушек.

Трассирование региональных границ выклинивания пластов Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} проводилось в автоматическом режиме путем прослеживания нулевой линии мощности между картируемой поверхностью и фундаментом.

В дальнейшем установленные границы выклинивания корректировались данными бурения и сейсмическими материалами. В результате были откартированы региональные границы выклинивания пластов Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} нижней юры и их покрышек.

При обосновании предполагаемого контура ловушек использовались результаты испытания скважин, а также признаки нефтеносности в керне, результаты интерпретации материалов ГИС и сейсмических данных. Поскольку данных по испытанию скважин для установления контура ловушки в каждом конкретном случае недостаточно, было проведено обобщение данных о положении водонефтяных контактов в различных литолого-фацальных и тектонических зонах [3, 5].

В качестве структурной основы была принята структурная карта по кровле пласта Ю_{10} надояхского горизонта. При этом учитывались данные площадных и региональных работ МОВ ОГТ, которые «увязывались» с данными бурения. Последние включали стратиграфические разбивки более 1400 глубоких скважин.

Данные о характере распространения песчаных тел-коллекторов и их покрышек совместно с современным структурным планом кровли пласта или горизонта позволяют *прогнозировать участки вероятного образования ловушек различного типа*, как в зоне регионального выклинивания, так и внутри бассейна седиментации. Выделение их осуществлялось путем совмещения палеогеографической карты со структурной. Прогнозируемый контур ловушки устанавливался по двустороннему пересечению линии регионального выклинивания пласта изогипсой.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ**ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ**

Таблица 1

Месторождения и залежи нижнеурского НГК на 01.01.2007 г.

НГО	НГР	Кол-во месторождений в НГР	Общее количество залежей в НГР
Красноленинская	Красноленинский	8	50
	Сергинский	6	10
Итого		14	60
Фроловская	Ляминский	1	1
	Приобский	1	1
	Уватский	1	1
Итого		3	3
Среднеобская	Вартовский	3	3
	Сургутский	1	1
Итого		4	4
Надым-Пурская	Варьеганский	2	10
	Итого	2	10
Васюганская	Александровский	4	4
	Бахиловский	1	1
	Межовский	13	22
	Пудинский	4	10
	Средневасюганский	1	2
Итого		23	39
Каймысовская	Нюрольско-Колтогорский	2	2
	Итого	2	2
Пайдугинская	Усть-Тымский	1	1
	Итого	1	1
Ямальская	Нурминский	1	2
Итого		1	2
Всего по территории ЗС НГП		50	121

Из всех изогипс, пересекающих линию выклинивания, выбирался отрезок изогипсы, отвечающий предполагаемому контуру ВНК в этой зоне. Последний устанавливался по результатам испытания скважин. Контур структурной ловушки выделялся условно по

замкнутой изогипсе. При выделении ловушек различного типа предпочтение отдавалось тем участкам, которые согласовывались с сейсмическими данными и совпадали с зонами разуплотнения и возможными зонами газонефтегазоносности. Учитывалось качество покрышек.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В результате была построена карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрского НГК в масштабе 1:1000000 для всей территории ЗС НГП (рис. 1).

На картах отображены границы регионального выклинивания пластов Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} , суммарные плотности начальных перспективных и прогнозных ресурсов, месторождения, которые числятся на балансе, перспективные зоны и ловушки, выделенные по региональным работам и детальным сейсмическим исследованиям. Всего на территории ЗС НГП в составе

нижнеюрского НГК выделено 8 крупных зон, перспективных на поиски залежей УВ, 6 зон – на изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности.

В составе этих зон по детальным сейсмическим исследованиям выделено 410 ловушек различного типа (табл. 2).

В зависимости от изученности территории бурением и сейсмическими исследованиями, степень достоверности выделенных ловушек и прогноз их нефтегазоносности будет различным. Ловушки с достаточно высокой сте-

Таблица 2

Перспективные объекты нижнеюрского НГК по состоянию на 01.01.2007 г.

НГО	НГР	Кол-во персп. объектов в НГР	Индексы перспективных объектов	Категории ресурсов
Приуральская	Березовский	5	Ю_{10} , Ю_{11}	C3 D0
	Карабашский	12	Ю_{10} , Ю_{11}	C3 D0
Красноленинская	Красноленинский	29 (в т.ч. КВ 6)	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11}	C3 D0
	Сергинский	34 (в т.ч. КВ+РZ 2)	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11} , Ю_{11-12}	C3 D0
Фроловская	Ляминский	27 (в т.ч. КВ 1)	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11}	C3 D0
	Приобский	48 (в т.ч. КВ 3)	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11}	C3 D0
	Салымский	12	Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12}	C3 D0
	Уватский	9	Ю_{10} , Ю_{11}	D0
	Юильский	41	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{10-12} , Ю_{11} , Ю_{11-12}	C3 D0
	Среднеобская	24	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{10-12} , Ю_{11} , Ю_{11-12}	C3 D0
	Вартовский	8	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11}	D0
	Ноябрьский	44	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{10-12} , Ю_{11} , Ю_{11-12}	C3 D0
Надым-Пурская	Варьеганский	26	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11}	C3 D0
	Вэнгапурский	2	Ю_1 , Ю_{12}	C3 D0
Васюганская	Александровский	32 (в т.ч. КВ 3)	Ю_{10} , Ю_{11}	C3 D0
	Бахиловский	10	Ю_{10} , Ю_{11}	D0
Каймысовская	Демьянский	8	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11}	D0
	Каймысовский	1	Ю_{10}	D0
Пайдугинская	Сабунский	34 (в т.ч. КВ 5)	Ю_{10} , Ю_{10-11} , Ю_{11} , Ю_{11-12}	C3 D0
Предъенисейская	Каралькинский	4	Ю_{10}	D0
Итого		410		

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

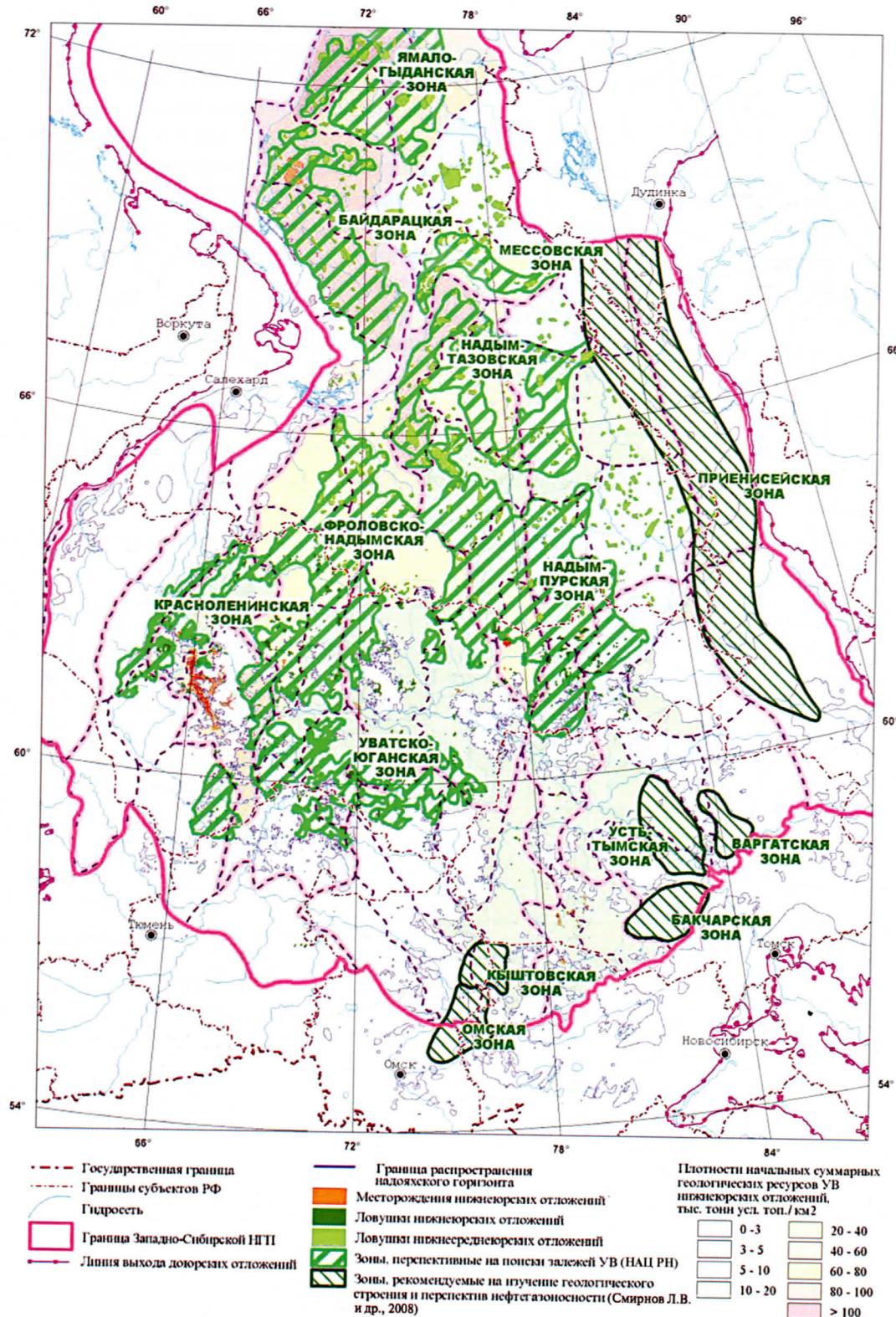


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности нижненеогорского НГК

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

пенью достоверности выделяются в хорошо изученных бурением районах с кондиционными сейсмическими материалами, высокой плотностью потенциальных и прогнозных ресурсов и доказанной нефтегазоносностью. В таких районах возможен не только прогноз ловушек, но и прогноз их нефтегазоносности. Ловушки средней степени достоверности выделяются на значительной части исследуемой территории. Они обеспечены региональными построениями (структурными и палеогеографическими), наличием сейсмических материалов различной степени кондиционности и частично бурением. Ловушки низкой степени достоверности выделяются в районах неизученных бурением, с некондиционными сейсмическими материалами. Они обычно выделяются лишь по региональным исследованиям.

Отложения нижнеюрского нефтегазоносного комплекса имеют широкое площадное распространение. На изучаемой территории они развиты в центральных депрессионных частях Западно-Сибирской геосинеклизы. Максимальные толщины прогнозируются по сейсморазведке до 2000 м в Большехетской впадине и на северо-западе полуострова Ямал. Южнее, в пределах Нижнепурского мегапрогиба, Нерутинской, Ходуттейской, Невлюяхинской мегавпадин, толщины нижнеюрских отложений несколько сокращаются, но по-прежнему остаются достаточно высокими (750-1100 м). Далее, в южном направлении толщины отложений нижней юры сокращаются достаточно резко. В пределах Надымской мегавпадины, Ампутинского, Толькинского, Пякупурского мегапрогибов они составляют 350-630 метров, на палеоподнятиях толщины уменьшаются до 280-300 метров. В центральных районах ЗСР они не превышают 200 метров, в Юганской впадине достигают 300 м. На юго-востоке ЗСР составляют 150-200 м, в Чулымской впадине достигают 380 м. Самые низкие толщины приурочены к западным и юго-западным районам. Они не превышают 150 м [8]. В северных районах до широты 63°30' наблюдается покровное залегание нижнеюрских отложений. На обширных пространствах внешнего пояса

геосинеклизы, а также в пределах крупных положительных тектонических элементов (Красноленинский свод, Сергинское к.п., Шаймский мегавал, Сургутский, Нижневартовский своды, Александровский, Средневасюганский, Пайдугинский, Парабельский, Межовский мегавалы и др.), осадки нижней юры не накапливались. Эти территории являлись областями денудации и поставляли огромное количество обломочного материала в бассейн седиментации. Региональная граница выклинивания отложений нижней юры в западной и юго-западной части ЗСР прослеживается по западному борту Шеркалинского мегапрогиба, северо-западному и восточному склону Туртасского мегавала и Яхлинской мегаседловины, восточному и южному склону Согомской моноклинали и Заозерного выступа. В юго-западной части она проходит по склону Бортовой и Карабашской моноклиналей. В южной части прослеживается по северным склонам Тобольского и Туртасского мегавыступов и Чулымской моноклинали. На востоке – на склонах Каралькинского, Туруханского выступов, Пакулинской моноклинали и т.д. Граница выклинивания имеет сложную извилистую конфигурацию с многочисленными заливообразными понижениями и структурными носами (рис. 2) [8, 10].

Характерной особенностью строения нижнеюрского НГК является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов нижней юры и сокращение толщин к приподнятым частям палеорельефа. Сначала выклиниваются отложения пласта Ю₁₂, затем Ю₁₁ и Ю₁₀. В пределах крупных тектонических элементов, приуроченных к центральным частям геосинеклизы, осадки нижней юры отсутствуют. Площади аккумуляции осадков последовательно расширяются во времени и соответственно сокращаются области денудации. При этом наблюдается закономерное расширение площадей морского седиментогенеза к югу.

Как уже отмечалось, на основании проведенных комплексных геолого-геофизических, палеогеографических, тектонических исследований на территории ЗС НГП выделено 8 крупных зон, перспективных на поиски зале-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

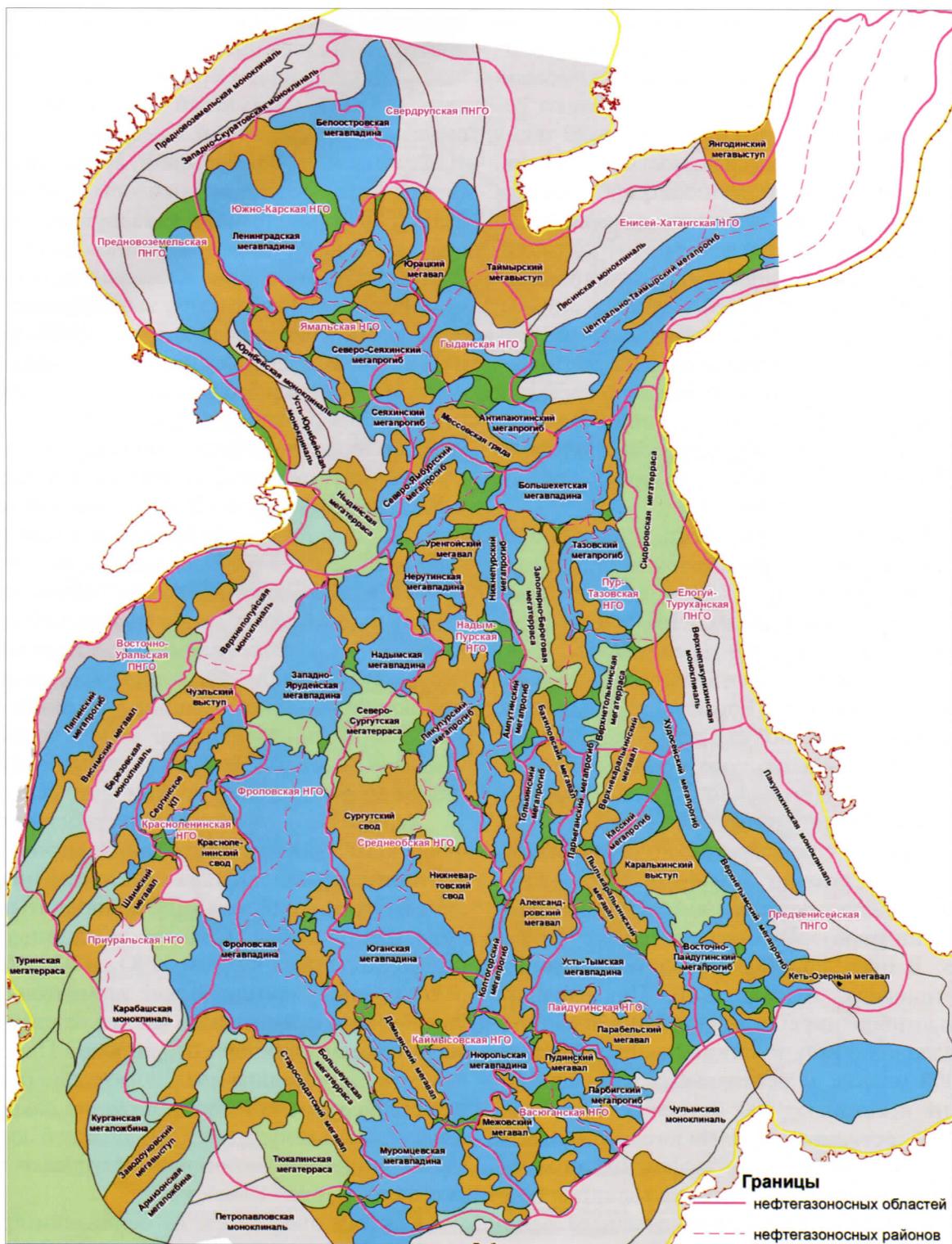


Рис 2. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. Шпильмана В.И. и др., 1998 г.), совмещенная со схемой нефтегеологического районирования ЗСНП (2016 г.)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

жей УВ: Красноленинская, Уватско-Юганская, Фроловско-Надымская, Надым-Пурская, Надым-Тазовская, Мессовская, Байдацацкая, Ямало-Гыданская. Кроме того, в восточных и юго-восточных слабо изученных районах выделяется еще 6 зон на изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности нижнеурских отложений: Приенисейская, Усть-Тымская, Варгатская, Бакчарская, Кыштовская и Омская (см. рис. 1).

Ниже приводится краткая характеристика особенностей строения и перспектив нефтегазоносности нижнеурских отложений в этих зонах.

Красноленинская перспективная зона выделена в западных районах ХМАО. Она включает восточную часть Березовского района Приуральской НГО, северо-западную часть Сергинского НГР Красноленинской НГО и самую северную часть Шаимского НГР Приуральской НГО.

В фациальном отношении приурочена к Талинско-Шеркалинской фациальной зоне. Она наиболее полно изучена бурением и сейсмическими исследованиями, за исключением ее западной части, зоны сочленения Шеркалинского мегапрогиба с Березовской моноклиналью. В этой зоне открыто максимальное количество залежей, связанных с пластами Ю_{10} , Ю_{11} нижней юры, в том числе крупнейшее – Талинское. К числу средних и мелких залежей относятся Поснокортское, Каремпостское, Западно-Яганокуртское, Сергинское, Западно-Тугровское и др. Плотности начальных суммарных геологических ресурсов в Красноленинском НГР самые высокие и составляют 40-60 тыс. т. усл. топ./км² и выше, в Сергинском НГР – 10-20 тыс. т. усл. топ./км², а в прилегающих к нему Березовском и Шаимском НГР – низкие – 0-3 тыс. т. усл. топ./км². Коллекторами являются песчано-гравийные и песчаные породы пласта Ю_{10} , Ю_{11} руслово-го, дельтового и прибрежно-бассейнового генезиса. Они прослеживаются в наиболее погруженных участках Шеркалинского, Бобровского и Южно-Бобровского мегапрогибов, в виде узкой рукавообразной полосы субмери-

дионального простирания, которая постепенно расширяется в северном направлении. В направлении бортовых частей мегапрогибов пласти Ю_{10} и Ю_{11} выклиниваются. Суммарная мощность пластов изменяется от 0 до 150 м, в среднем составляет 50-100 м. Мощность песчано-алевритовых пород изменяется от 0 до 95 м. В наиболее погруженных частях зоны в среднем составляет 30-75 м. Общая толщина пласта Ю_{10} – 25-40 м, пласта Ю_{11} – 25-50 м. Из общих закономерностей нужно отметить последовательное увеличение толщин пластов Ю_{10-11} в северном направлении и сокращение – в южном.

В качестве перспективных объектов в этой зоне выделены пласти Ю_{10} и Ю_{11} , приуроченные к склонам Каремпостской мегаседловины, Сергинскому к.п., Полуйскому своду, Тугровскому и Радомскому валам, Кондинскому к.п., зоне сочленения Шеркалинского мегапрогиба и Березовской моноклиниали и т.д. Большой поисковый интерес представляют территории, расположенные северо-восточнее Шеркалинской площади (Алешкинская группа площадей). По проведенным палеореконструкциям установлено, что пласт Ю_{10} , выявленный на склонах этих палеоподнятий, входит в состав крупной Талинско-Шеркалинской зоны развития мощных песчано-гравийных пластов Ю_{10} , Ю_{11} . В результате выклинивания этих пластов к приподнятым участкам палеоподнятий был сформирован ряд ловушек структурно-стратиграфического типа, перспективных на поиски в них залежей углеводородов. Общая толщина пласта Ю_{10} на этих участках изменяется от 0 до 25 м, эффективная – 0 до 10 м и более. Формирование их происходило в прибрежной части крупного солоновато-водного бассейна, который располагался в пределах северной части Шеркалинского и Бобровского прогибов, Октябрьского выступа и Атлымской ложбиной. В сводовых частях палеоподнятий отложения пласта Ю_{10} отсутствуют [8].

Уватско-Юганская перспективная зона выделена в южных и юго-западных районах ЗСР. Она включает Салымский (южная часть), Приобский (южная часть), Уватский (северную

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

часть) НГР Фроловской НГО, Демьянский (северную часть), Каймысовской НГО, Вартовский (юго-западную часть) НГР, Сургутский (южная часть) НГР Средне-Обской НГО, Карабашский НГР Приуральской НГО. К настоящему времени на этой территории в нижнеюрских отложениях выявлена одна залежь нефти – Чистинная (пласт Ю₁₁), и одна залежь нефти (Ендырская) в коре выветривания. Севернее и северо-западнее этой зоны открыты залежи нефти в пластах Ю₁₀ на Тундринском, Емангальском и Восточно-Каменном месторождениях.

В фациальном отношении она приурочена к Уватско-Заозерной и Юганской литолого-фациональным зонам, которые разделяются друг от друга Верхнесалымским и Тамаргинским мегавалами.

Уватско-Заозерная литолого-фациональная зона прослеживается в южной части Фроловской мегавпадины и приурочена к Ханты-Мансийской котловине, Тюмскому прогибу, Чирской ложбине, Южной Бортовой моноклинали, Ендырскому и Зимнему валам и Заозерному выступу. Бурением и сейсмическими исследованиями изучена неравномерно и недостаточно (особенно южные районы). К настоящему времени выявлена одна залежь нефти (Ендырская) в коре выветривания. Залежь нефти в отложениях нижней юры не установлено. Непромышленные притоки и признаки нефтесносности в керне также не установлены. Песчаные пласти-коллекторы Ю₁₀ и Ю₁₁ имеют довольно широкое площадное распространение и занимают значительную территорию Ханты-Мансийской впадины. Они имеют полосовидный и площадной характер распространения и связаны с озерно-аллювиальными и прибрежно-бассейновыми образованиями. Максимальные мощности приурочены к наиболее погруженным частям впадин и достигают 75-100 м, редко выше, эффективные толщины на этих участках (Черносорское, Чапровское, Верхнедунканское и др. локальные поднятия) составляют 50-75 м. В направлении повышенных частей палеорельефа мощности отложений сокращаются и составляют 25-50 м

и меньше (Ендырский, Зимний валы). В сводовых частях большинства локальных поднятий отложения нижней юры отсутствуют.

По материалам бурения, площадным сейсмическим работам МОВ ОГТ и региональным исследованиям перспективными на поиски залежей углеводородов в пластах Ю₁₀, Ю₁₁ являются склоны Бортовой, Южной Бортовой моноклинали, Заозерного выступа и т.д. На этой территории залежи нефти могут быть приурочены к структурно-стратиграфическим ловушкам, связанным с выклиниванием пластов Ю₁₀ и Ю₁₁ вверх по восстанию пласта. Генезис пород пластов-коллекторов русловый и делювиально-пролювиальный [10]. Эта территория практически не изучена бурением и сейсмическими методами. Для выделения ловушек и обоснования поискового бурения рекомендуется провести детальные сейсмические работы.

Весьма интересной на поиски залежей УВ представляется крупная заливообразная зона, расположенная к западу от Тамаргинского и Верхнесалымского мегавалов. Перспективными на поиски залежей УВ могут быть структурно-стратиграфические ловушки, сформированные за счет выклинивания пластов Ю₁₀ и Ю₁₁ вверх по восстанию, а также структурные ловушки в самой зоне. В этом отношении очень интересными являются Новое и Сложное локальные поднятия. По палеореконструкциям породы-коллекторы в этой зоне связаны, главным образом, с русловыми отложениями, имеющими полосовидный характер распространения. Достаточно мощные пласти Ю₁₀ и Ю₁₁ руслового генезиса вскрыты в разрезе скв.200 Пихтовой. Данная территория так же слабо изучена бурением. Аналогичные ловушки выклинивания следует ожидать на склонах палеоподнятий, приуроченных к Ханты-Мансийской впадине (Эргинский, Ендырский, Зимний валы и др.). По детальным исследованиям в этой зоне выделены группа Чапровских, Зимних, Ендырская, Кондинская и другие ловушки.

Юганская литолого-фациональная зона слабо изучена бурением. Она прослеживается южнее

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Сургутского свода. В тектоническом отношении приурочена к Юганской впадине, Ямскому прогибу, северным склонам Демьянского мегавала и Каймысовского свода. Закономерности изменения пород-коллекторов пластов Ю_{10} , Ю_{11} в целом аналогичны вышеописанным в Уватско-Заозерной зоне, однако, в этой зоне разрез нижней юры более полный, выделяются все пласти (Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12}) и толщины их больше. Кроме того, значительно увеличивается толщина радомской покрышки. В скважине 845 Гальнадской общая толщина нижнеюрского НГК составляет 261 м, пласта Ю_{10} – 117 м, Ю_{11} – 60 м, Ю_{12} – 40 м. Толщина радомской пачки составляет 98 м, тогурской покрышки – 44 м.

Формирование пород-коллекторов в Юганской зоне связано с озерно-аллювиальными и делювиально-пролювиальными образованиями. Значительная доля осадков была сформирована в пределах низменной аккумулятивной равнины, временами заливаемой морем. Пласти-коллекторы имеют полосовидный и площадной характер распространения.

Рассматриваемая Юганская зона представляется перспективной на поиски залежей УВ в отложениях нижней юры. Палеогеографические, структурные и тектонические условия были благоприятными для формирования залежей УВ. К северо-западу от нее прослеживается крупная зона нефтегазонакопления в нижнеюрских отложениях Красноленинского района (Талинское и др. месторождения). В восточной части зоны расположено Чистинное месторождение нефти. При испытании скв. 473 из пласта Ю_{11} получен приток нефти – 5.2 м³/сут, воды – 4,4 м³/сут. Севернее зоны в скв. 66 Средне-Балыкской из пласта Ю_{10} получен приток нефти дебитом 2.4 м³/сут, при СДУ равном 1250 м. Признаки нефтеносности в керне установлены в скв. 845 Гальнадской в пласте Ю_{11} . Кроме того, в северо-западной части исследуемой территории выявлена Ендырская залежь нефти в образованиях коры выветривания. При испытании скв. 14 Ендырской, в инт. 3038–3046 м получен приток нефти дебитом 3.7 м³/сут, при СДУ равном 1188 м.

Следует отметить, что отложения нижней юры геологическими и геофизическими методами исследований (особенно в южной и юго-западной части) изучены недостаточно. Для выделения ловушек необходимы дополнительные, более углубленные исследования, в том числе и постановка детальных сейсмических работ.

Перспективными на поиски залежей УВ являются склоны Демьянского мегавала и Каймысовского свода (район Полуньяхской, Тауровской, Айяунской площадей), где предполагаются структурно-стратиграфические и структурные ловушки пласта Ю_{10-11} . В пробуренных на этой территории скважинах пласт Ю_{10} или не испытывался, или притоков не получено – «сухо». При обосновании поискового бурения следует особое внимание уделить зонам «деструкций», с которыми может быть связаны порово-трещинные коллекторы.

Весьма интересной на поиски залежей УВ являются Угутский, Чупальский, Южно-Киняминский валы, а также заливообразное понижение между Демьянским и Каймысовским сводом. В составе этих зон по детальным работам МОВ ОГТ выделены Негусинская, Северо-Айяунская, группа Мултановских, Западно-Полуньяхских, Вансорская, Северо-Айкурусская и другие структурные и структурно-стратиграфические ловушки.

Фроловско-Надымская зона включает в себя юго-западную часть Ярудейского, восточную часть Казымского, Юильский, Ляминский, северную часть Приобского НГР Фроловской НГО. Граница ЯНАО-ХМАО делит эту зону на две части. В пределах Ярудейского НГР открыто Западно-Ярудейское месторождение в пласте ЮН_{18} . К юго-западу от зоны открыта уникальная по своему геологическому строению и нефтегазоносности залежь нефти в пластах Ю_{10-11} на Талинском месторождении. В Ляминском и Приобском НГР открыты Емангальское и Тундринское месторождения. В тектоническом отношении перспективная зона приурочена к северной части Фроловской мегавпадины, Вынглорской котловине, Западно-Ярудейской мегавпадине и южной части Надымской мегавпа-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

дини и разделяющим эти впадины валам, ме- гавалам и террасам.

В фациальном отношении Фроловско-Надымская перспективная зона приурочена к Фроловско-Ватлорской и Надымской литолого-фациальным зонам. Они разделяются Помутской мегатеррасой.

Фроловско-Ватлорская фациальная зона изучена бурением неравномерно. В тектоническом отношении на этой территории выделяются Верхнеляминский, Туманный, Ай-Пимский валы, Сыньеганская терраса, южная часть Помутской мегатеррасы, которые разделяются впадинами и прогибами (Тундринская, Вынглорская котловины, Елизаровский прогиб и т.д.). Коллекторами нефти и газа являются песчано-гравийные и песчаные породы русового и прибрежно-бассейнового генезиса пластов Ю₁₀ и Ю₁₁ горелой свиты. Они прослеживаются в наиболее погруженных участках впадин. Мощности нижнеюрских отложений составляют 100-150 м. Мощности песчано-алевритовых пород в среднем составляют 50-75 м, эффективные – 25-35 м. В направлении повышенных участков палеорельефа мощности отложений сокращаются, вплоть до полного выклинивания, что является благоприятным фактором для формирования ловушек неструктурного типа. Кроме того, наблюдается уменьшение мощностей в южном направлении и увеличение их в северном.

Пласти Ю₁₀, Ю₁₁ развитые в этой зоне являются важными перспективными объектами. Проведенными детальными сейсмическими исследованиями выявлено более 30 ловушек различного типа, приуроченных к пластам Ю₁₀ и Ю₁₁.

Надымская фациальная зона в тектоническом отношении охватывает Западно-Ярудейскую мегавпадину, юго-западную часть Надымской мегавпадины, Ярудейский мегавал, Пайсятинский и Айхеттинский валы, северные склоны Помутской мегатеррасы. Характерной особенностью этой зоны является значительное увеличение толщин нижней юры от 150 до 350 м и более, дельтовый, авандельтовый и прибрежно-морской генезис пород [10]. Это предо-

пределило весьма сложный полосовидный и площадной характер распространения пород-коллекторов, связанных с рукавами и протоками дельты и авандельты, прибрежно-морскими (шельфовыми) осадками, а также широкий спектр ловушек: структурно-литологических, структурно-стратиграфических, структурных и т.д. Следует отметить, что в этой зоне перспективные ловушки могут быть встречены не только на крупных палеоподнятиях, но и в пределах локальных поднятий, приуроченных к палеовпадинам.

Надым-Пурская перспективная зона включает в себя южную часть Губкинского, Вынгапуровский, северную часть Варьеганского НГР Надым-Пурской НГО, Харампурский НГР Пур-Тазовской НГО, Бахиловский НГР Васюганской НГО, западную часть Сабунского НГР Пайдугинской НГО и самую северную часть Александровского НГР Васюганской НГО. В Вынгапуровском НГР в пласте Ю₁₀ на Ярайнерском месторождении открыта залежь. Граница ЯНАО и ХМАО проходит посередине этой зоны.

Территориально занимает огромные пространства, расположенные севернее Нижневартовского и Александровского сводов. В тектоническом отношении приурочена к крупным впадинам, прогибам, ложбинам и склонам крупных мегатеррас. Литолого-фациальные и палеогеографические условия близки таким Надымской фациальной зоне. Отличие ее заключается в том, что в этой области выделяются наиболее полные разрезы нижней юры, включающие пласти-коллекторы ЮВ₁₀, ЮВ₁₁, ЮВ₁₂, которые распространены в виде сложно-построенных полосовидных тел или покровов. Суммарная толщина пластов изменяется от 200 до 400 м, в северных районах достигает 630 м и более. Породы-коллекторы представляют собой осадки мощных дельтовых и прибрежно-морских комплексов, весьма перспективных на поиски в них залежей УВ [10]. В этой зоне открыто высокодебитное месторождение нефти – Верхнеколикъянское, Северо-Варьеганское и др. Малодебитные залежи и нефте-проявления установлены на многих площадях:

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Западно-Котухтинской, Бахиловской, Валюнинской, Приозерной, Северо-Варьеганской и др. Нефтепроявления в керне установлены в следующих скважинах: 105 Большекотухтинской, 210 Западно-Новогодней, 151 Ласьеганской, 165 Южно-Эниторской и др.

Надым-Тазовская перспективная зона включает в себя Покурский, центральную часть Уренгойского, северо-западную часть Губкинского НГР Надым-Пурской НГО и Тазовский НГР Пур-Тазовской НГО. В пределах зоны открыты залежи в пласте Ю_{10} на Уренгойском месторождении (Уренгойский НГР), закартированы ловушки по пласту Ю_{11} на Западно-Юрхаровской площади.

В тектоническом отношении она приурочена к серии крупных мегавалов и мегатеррас: Ямбургскому, Медвежьему, Ямсовейскому, Уренгойскому, Северо-Уренгойскому, Русско-Часельской гряде, Заполярно-Береговой мегатеррасе, разделенных крупными мегапрогибами и мегавпадинами. Все они имеют четко выраженный линейный характер субмеридионального распространения и простирации.

В фациальном отношении перспективная зона приурочена к Уренгойскому литолого-фациальному району Обь-Тазовской фациальной области. Она резко отличается от всех ранее описанных. Для нее характерно:

- большие глубины залегания пластов Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} нижней юры, от 3460 м в скв. 24 Южно-Русской до 4812 м в скв. 7 Ен-Яхинской;
- резкое увеличение толщин нижнеюрских отложений, от 762 м в скв. 24 Южно-Русская до 1111 м в скв. 7 Ен-Яхинской, в среднем толщины превышают 1000 м;
- покровный характер распространения пород-коллекторов Ю_{10} - Ю_{12} и их относительно грубозернистый, песчано-гравийный с прослойями конгломератов состав;
- морской генезис пород-коллекторов;
- наличие выдержаных и достаточно мощных пород-покрышек лайдинского, китербютского и левинского горизонтов морского генезиса.

Пласти-коллекторы Ю_{10} , Ю_{11} , Ю_{12} формировались в условиях мелководной части шельфа и в прибрежной зоне. Решающее влияние на перераспределение обломочного материала оказал рельеф дна бассейна седиментации. Обломочный материал волнениями и течениями разносился на огромные расстояния, формируя определенный тип песчаных тел. В генетическом отношении это осадки сложных баровых комплексов, кос, пересыпей и т.д. Лучшие пласти-коллекторы формировались на палеовозвышенных участках рельефа дна, где происходило их естественное шлихование. Более мелкий материал сносился в более погруженные участки впадины.

В связи с этим в качестве перспективных объектов рассматриваются крупные положительные структуры (мегавалы, мегатеррасы и т.д.). Учитывая площадной характер распространения пород-коллекторов, следует ожидать развитие значительного количества структурных ловушек, приуроченных к Ямбургскому, Медвежьему, Уренгойскому, Ямсовейскому, Северо-Уренгойскому мегавалам, Русско-Часельской гряде и Заполярно-Береговой мегатеррасе. Перспективы нефтегазоносности в этой зоне могут быть ограничены по глубине (рис. 1, 2) [8, 9, 10].

Мессовская перспективная зона включает в себя Мессовский НГР Гыданской НГО. Залежей в нижнеюрских отложениях пока не выявлено. Эта зона приурочена к очень интересному тектоническому элементу, так называемому Мессовскому порогу, или Мессовской гряде, которая в современном структурном плане объединяет целую серию валов, мегавалов, седловин и выступов, имеющих субширотное простиранье. В палеоплане наличие Мессовской гряды пока не подтверждается. Глубины залегания пластов-коллекторов достигают 4400 м.

Учитывая особенности геологического и тектонического строения Мессовской гряды, условия формирования пород-коллекторов в шельфовой области, многие исследователи относят ее к одной из весьма перспективных на поиски залежей УВ.

Преимущественным развитием в этой зоне предполагаются ловушки структурного типа,

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

приуроченные к повышенным частям валов, мегавалов и т.д.

В северо-западной части Ямalo-Гыданской фациальной области выделяются две крупные перспективные зоны: Ямalo-Гыданская и Байдарапская.

Ямalo-Гыданская зона включает в себя восточную часть Малыгинского, западную часть Северо-Гыданского и практически весь Тамбейский НГР Ямальской НГО. В пределах зоны месторождений не вскрыто. Закартирована Корпачевская ловушка по пласту Ю₁₀.

Байдарапская зона включает в себя южную часть Нурминского, Центральную часть Южно-Ямальского НГР Ямальской НГО. В пределах Нурминского НГР открыто Бованенковское месторождение с залежью в пласте Ю₁₂ и в Южно-Ямальском НГР Новопортовское месторождение с залежью в пласте Ю₁₂.

В фациальном отношении эти две перспективные зоны приурочены к мелководной части шельфа и прибрежной зоне [10].

Перспективы нефтеносности связаны с региональным выклиниванием пластов-коллекторов Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂ в западном направлении на склонах моноклиналей, выступов, горстов (Щучинского, Хашгорского и т.д.), прослеживающихся по западному обрамлению ЗСР и обусловивших формирование значительного количества ловушек структурно-стратиграфического типа. Кроме того, в пределах Нурминского, Бованенковского, Средне- и Северо-Ямальского, Тамбейского и Юрацкого мегавалов, ожидается значительное количество ловушек структурного типа, поскольку на этой территории пласти-коллекторы имеют покровный характер распространения. Палеогеографические и тектонические условия были благоприятны для формирования ловушек подобного типа.

В восточных и юго-восточных слабо изученных бурением и сейсмическими исследованиями первоочередными на геологическое изучение (Смирнов Л.В. и др., СНИИГГиМС) предлагается шесть крупных зон: Варгатская, Усть-Тымская, Бочкарская (Томская область), Кыштовская (Новосибирская область), Омская, Приенисейская (Красноярский край).

Перспективы нефтеносности в этих зонах связаны с выклиниванием пород-коллекторов Ю₁₀, Ю₁₁ на склонах крупных мегавалов: Владимира, Пайдугинского, Парабельского, Пудинского, Тарского, Межовского и др., в результате чего возможно формирование значительного количества ловушек структурно-стратиграфического типа. Не исключено также формирование ловушек структурного типа, приуроченных к сводовым и присводовым частям этих поднятий Генезис пород-коллекторов русловый, прибрежно-бассейновый, прибрежно-морской.

С целью картирования зон регионального выклинивания горизонтов нижней и средней юры на востоке ЗС НГП в пределах территории Красноярского края рекомендуется выполнить сеть региональных сейсмических профилей с дальнейшим обоснованием параметрических скважин (Приенисейская зона).

Главные перспективы нефтегазоносности следует связывать с русловыми, дельтовыми, авандельтовыми, прибрежно-бассейновыми и прибрежно-морскими отложениями, которые широко развиты в Ямalo-Гыданской и Обь-Тазовской фациальных областях и примыкающих к ним с юга Талинско-Шеркалинской, Уватско-Заозерной, Фроловско-Ватлорской, Юганской и др. литолого-фациальных зон.

Выделенные перспективные объекты отличаются как по генезису пород-коллекторов, их мощности, так и по вещественному составу и емкостно-фильтрационным свойствам.

Перспективы нефтеносности среднеурского НГК

Среднеурский нефтегазоносный комплекс объединяет разнофациальные толщи пород, включающих пласти Ю₂-Ю₉ тюменской

свиты ааленского, байосского и батского возраста. Региональной покрышкой служат, существенно, глинистые отложения различно-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

го возраста. В одних случаях это отложения келловей-оксфорд-киммериджского возраста абалакской свиты, в других – келловей-ранне-оксфордского возраста нижневасюганской подсвиты и т.д. В ряде районов Фроловской НГО они перекрываются суперрегиональной верхнеюрско-нижнемеловой покрышкой, включающей отложения абалакской, тутлеймской, фроловской и др. свит. В Нурминском районе Ямала средняя юра перекрывается глинистыми отложениями нурминской свиты. К востоку от Александровского и Бахиловского мегавалов глинистые отложения нижневасюганской подсвиты замещаются проницаемыми породами научакской свиты. Региональная покрышка переходит в серию зональных или локальных покрышек, в связи, с чем перспективы среднеюрского НГК к востоку резко снижаются. Залежи нефти в пластах Ю_{4-9} экранируются локальными покрышками. На Гыданском полуострове покрышка сложена породами гольчихинской свиты, в северо-восточной части плиты – отложениями точинской свиты. Подошвой среднеюрского НГК являются глинистые отложения лайдинского горизонта (радомская пачка) или доюрские образования там, где нижнеюрские отложения отсутствуют и породы комплекса залегают непосредственно на доюрских образованиях.

Отложения среднеюрского НГК являются перспективными практически на всей территории ЗС НГП. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с верхней частью разреза (малышевский горизонт), который является регионально нефтеносным. Промышленная нефтеносность данного горизонта доказана практически на всей территории ЗС НГП.

На 01.01.2007 г. в составе среднеюрского НГК числятся на балансе 891 залежь, в том числе 35 залежей, выявленных в коре выветривания, доюрских образованиях и базальном горизонте (табл. 3).

На исследуемой территории отложения среднеюрского НГК имеют широкое площадное распространение. Они занимают обширные пространства Западно-Сибирской геосинеклизы. На этой территории отмечаются

лишь отдельные останцы в пределах Красноленинского свода, Шаймского мегавала, Демянского мегавала, Каймысовского свода и др., на которых отсутствуют отложения средней юры. В пределах внешнего пояса геосинеклизы осадки средней юры отсутствуют, за исключением Ляпинского прогиба.

Региональная граница выклинивания отложений средней юры в западной и юго-западной части ЗСР прослеживается на склонах Березовской и Верхнеполуйской моноклиналей, Щучинского выступа, Пельмского, Южно-Иусского, Тавдинского мегавыступов, в гребневой части Шаймского мегавала и на склонах Карабашской моноклинали. В южной части она прослеживается на склонах Тобольского, Тургасского, Старосолдатского и др. мегавалов и мегавыступов. На востоке – на склонах Каилькинского, Туруханского выступов, Пацулинской моноклинали и т.д. Граница выклинивания имеет сложную извилистую конфигурацию с многочисленными заливообразными понижениями и структурными носами.

Характерной особенностью строения среднеюрского НГК является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов средней юры и сокращение толщин к сводовым и присводовым частям палеоподнятий и бортовым частям геосинеклизы. Сначала выклиниваются отложения нижнетюменской подсвиты (пласти Ю_{7-9}), затем средне- и верхнетюменской подсвит (пласти Ю_{5-6} , Ю_{2-4}). В сводовых частях палеоподнятий обычно накапливаются лишь отложения верхнетюменской подсвиты (пласт Ю_{2-4}). Максимальные толщины отложений тюменской свиты приурочены к отрицательным формам палеорельефа: впадинам, мегавпадинам, котловинам, прогибам и т.д. Площади аккумуляции осадков последовательно (снизу-вверх) расширяются во времени. Максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты, пласти Ю_{2-3} .

Закономерности изменения толщин среднеюрского НГК на исследуемой территории сводятся к следующему. С юга на север от южного обрамления Западно-Сибирской равнины наблюдается последовательное увеличение тол-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Таблица 3

Месторождения и залежи среднеуральского НГК на 01.01.2007 г.

НГО	НГР	Количество месторождений в НГР	Общее количество залежей в НГР
Приуральская	Иусский	2	3
	Карабашский	1	1
	Шаймский	48	148
Итого		51	152
Красноленинская	Красноленинский	19	239
	Сергинский	24	44
	Итого	43	283
Фроловская	Ляминский	8	13
	Приобский	19	27
	Салымский	7	14
	Уватский	5	8
	Юильский	3	3
	Ярудейский	5	5
Итого		47	70
Средне-Обская	Вартовский	15	36
	Ноябрьский	4	5
	Сургутский	37	128
Итого		56	169
Надым-Пурская	Варьеганский	4	19
	Вэнгапурский	6	11
	Губкинский	10	13
	Уренгойский	3	20
Итого		23	63
Васюганская	Александровский	4	16
	Бахиловский	3	12
	Межевской	5	14
	Пудинский	5	13
	Средневасюганский	3	5
Итого		20	60
Каймысовская	Демьянский	14	51
	Каймысовский	1	2
	Пологрудовский	5	7
	Прииртышский	1	1
Итого		21	61
Ямальская	Малыгинский	1	2
	Нурминский	2	6
	Тамбейский	2	2
	Южно-Ямальский	2	4
Итого		7	14
Гыданская	Напалковский	1	1
Итого		1	1
Пур-Тазовская	Мангазейский	2	2
	Тазовский	8	12
	Толькинский	1	1
	Харампурский	1	3
Итого		12	18
Всего по территории ЗС НГП		281	891

щин от 0 до 700-800 м. Максимальные толщины (900-1000 м) предполагаются в Большехетской впадине, минимальные (0-50 м) – вблизи западного, восточного и южного обрамления, где прослеживается региональная граница выклинивания комплекса, а также на повышенных частях палеоподнятий. В среднем Приобье толщины изменяются от 50 до 200 м. Все изопахиты прослеживаются в виде сложных извилистых изолиний. На фоне последовательного увеличения толщин в северном направлении выделяются положительные и отрицательные формы рельефа, на которых наблюдается или сокращение толщин, или, наоборот, увеличение. Особенности геологического строения пластов в вертикальном разрезе и закономерности распространения их на площади отражены на схемах корреляции, типовых разрезах, картах толщин и сейсмических разрезах [4, 8-10].

Пласти Ю_{2-9} по своему строению неоднородны и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин и углей. Наиболее однородными являются пласти Ю_4 , Ю_6 , Ю_7 , Ю_{8-9} , однако и у них толщина пропластков обычно не превышает 5-10 м. Нередко (особенно в западной и юго-западной частях) хорошо выделяются пласти Ю_2 и Ю_3 . Более однородные пласти встречаются в виде линз.

Песчаники серые, со слабым буроватым оттенком, мелкозернистые, с примесью среднезернистого материала, алевритистые и алевритовые. По составу породообразующих компонентов песчаники полимиктовые, палевошпатово-кварцевые, редко аркозовые. Цемент глинистый, пленочно-поровый, поровый, базально-поровый, реже базальный. Упаковка обломочного материала плотная, развиты структуры приспособления и внедрения зерен друг в друга. Алевролиты серые от крупнозернистых песчаных до неравномернозернистых и мелкозернистых. По составу и строению близки песчаникам. Породы обычно слоистые. Характерны различные типы волнистой, косой и горизонтальной слоистости, которая подчеркивается намывами углистого дегрита и слюды, а также за счет смены гранулометрического состава. В целом для разреза ха-

рактерно погружение обломочного материала вниз по разрезу. Наиболее грубозернистые разности приурочены к его нижней части. Кроме того, с глубиной меняется минералогический состав пород и, в меньшей мере, состав цемента. Коллекторские свойства пород пластов Ю_2 - Ю_9 , по имеющимся данным, изменяются следующим образом: пористость открытая – от 12 до 21.3%, проницаемость – от 0.1 до 601.3 мД, плотность – 2.2-2.4 г/см³, в отдельных прослоях выше. Характерной особенностью строения среднеурского НГК является наличие прослоев углей. Наибольшей угленосностью в составе средней юры характеризуется ааленская часть разреза (пл. Ю_7 - Ю_9). Много углей в байосской части (пл. Ю_5). В пластах Ю_2 , Ю_3 , количество углей значительно меньше и толщина прослоев обычно незначительна (0.4-1.2 м). Минимальное количество (или полное отсутствие) углей, в пласте Ю_4 батского времени. Максимальное (более 20 м) количество углей приурочено к центральным частям Хантыманской, Юганской, Усть-Тымской и Нюрольской впадин. В направлении приподнятых частей крупных тектонических элементов количество углей сокращается, вплоть до полного их исчезновения.

Континентальный, прибрежно-бассейновый, дельтовый и морской генезис осадков [10] предопределил не только мозаичный характер распространения песчаных пластов средней юры, но и неоднородность коллекторов. Это в значительной мере повлияло на извлечение УВ. Дебиты нефти из залежей пласта Ю_2 изменяются в широком диапазоне: от фонтанных притоков до непереливающих.

Основная проблема поиска залежей УВ в этих пластах сводится к проблеме поиска пород-коллекторов с улучшенными ФЕС. Пласти-коллекторы имеют сложное линзовидное строение. Песчаные тела обычно небольшой толщины и протяженности. Высокопродуктивные пласти имеют линзовидный характер распространения и связаны с континентальными, прибрежно-бассейновыми, прибрежно-морскими, дельтовыми и авандельтовыми образованиями. Важную роль играет

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

приуроченность пород-коллекторов к тектонически активным зонам, с повышенной проницаемостью, обуславливающих кавернозно-трещинный тип коллектора.

Как отмечалось выше, основные перспективы нефтегазоносности связываются с пластом Ю₂ тюменской свиты, который является регионально нефтеносным и поэтому ниже приводится более детальная его характеристика.

Строение пласта Ю₂ вертикальном разрезе и характер распространения на площади очень сложный. Для пласта характерны небольшие толщины (от 2 до 15 м, редко более), линзовидный характер строения, резкая фациальная изменчивость и т.д. Формирование связано с прибрежными и мелководными частями крупных пресноводных и солоновато-водных водоемов, а также с дельтовыми комплексами и прибрежно-морскими осадками. Состав пород чаще полимиктовый или граувакковый. Емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов пласта Ю₂ невысокие. Преимущественным развитием пользуются коллекторы IV, V, VI классов по А.А. Ханину.

Региональные закономерности распространения пород-коллекторов пласта Ю₂ обусловлены условиями его формирования. Обломочный материал поступал с западного, южного и восточного обрамления плиты. Волнениями и течениями он разносился на значительные расстояния. Решающее влияние на его перераспределение оказывал рельеф дна бассейна седиментации: многочисленные острова, отмели, подводные возвышенности и впадины, эрозионные останцы и т.д. В зависимости от форм палеорельефа (положительных и отрицательных) формировался определенный тип песчаных тел, которые имеют закономерное площадное распространение.

Наиболее мощные и однородные пласти-коллекторы накапливались в четырехлитолого-фациальных зонах.

Первая из них прослеживается полосой сложной конфигурации вдоль предполагаемой береговой линии существовавшего в то время палеобассейна. На карте она условно отождествлена с региональной границей выклинивания

пород тюменской свиты. Коллекторами нефти и газа являются песчано-алевритовые породы полимиктового и полевошпатово-кварцевого состава. В генетическом отношении это осадки пляжей, вдольбереговых баров, кос, пересыпей и, частично, континентальные. Гипсометрически это самый высокий уровень накопления осадков пласта Ю₂ в песчаных фациях.

Вторая литолого-фациальная зона связана с крупными палеоподнятиями: Красноленинским, Сургутским, Нижне-Вартовским, Александровским, Демьянским, Каймысовским и др. Максимальное количество песчаного материала накапливалось на склонах локальных поднятий, осложняющих своды и в седловинах между ними. Это осадки прибрежно-бассейнового, прибрежно-морского и лагунно-барового комплекса. На погружении песчано-алевритовые разности замещаются глинистыми и алеврито-глинистыми практически непроницаемыми породами. Линия глинизации в этом случае носит локальный характер и условно проводится по границе выклинивания отложений нижней юры [5-7].

В сводовых частях локальных поднятий в подавляющем большинстве также накапливались преимущественно глинистые и алеврито-глинистые осадки забаровых лагун, озер, болот. Гипсометрически это второй уровень формирования пласта Ю₂ в песчаных фациях.

Третья литолого-фациальная зона формирования пласта Ю₂ в песчаных фациях приурочена к относительно погруженным участкам впадин, на которых в раннеюрское время формировались мощные пласти Ю₁₀, Ю₁₁. На этих территориях формировались полифациальные осадки дельтового комплекса. Пласти-коллекторы имеют полосовидный характер распространений.

Зоны повышенных эффективных толщин прослеживаются в виде полос сложной конфигурации субмеридионального простирания на Талинской, Южно-Лунгорской, Лунгорской, Западно-Ватлорской, Верхнелунгорской, Верхнеказымской площадях и далее на север, в район Ветсорской и Чапурской площадей. Аналогичный характер распространения пла-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ста Ю_2 отмечается в центральной и восточной частях Западно-Сибирской провинции. Полосовидный характер распространения песчаных тел, по-видимому, обусловлен влиянием подводных течений. Эта зона весьма интересна на поиски залежей УВ. Гипсометрически это третий уровень формирования пласта Ю_2 .

Четвертая литолого-фацальная зона формирования пласта Ю_2 в песчаных фациях связана с локальными поднятиями, приуроченными к крупным отрицательным формам палеорельефа – впадинам, мегавпадинам, прогибам и мегапрогибам.

В относительно глубоководных частях палеобассейна, который занимал обширные пространства наиболее погруженных частей ЗСР накапливались преимущественно глинистые и алеврито-глинистые осадки. Содержание песчаных и алевритовых пород в них обычно не превышает 30%. Преобладающим развитием пользуются коллекторы VI, возможно V классов.

В пределах этих зон пласт Ю_2 в песчаных фациях может быть встречен лишь на участках, приуроченных к сводовым и присводовым частям локальных поднятий. Линия глинизации пласта Ю_2 ориентировано совпадает с линией выклинивания нижнеюрских отложений, за исключением сургутского свода.

Пласт Ю_3 по строению и особенностям формирования близок к пласту Ю_2 . Нередко эти два пласта при подсчете запасов объединяются в один объект. Картирование отдельных песчаных линз на площади при редкой сети скважин практически невозможно т.к. к настоящему времени нет какой-либо удовлетворительной методики для их выделения, поэтому при выделении перспективных объектов использовался комплексный подход. При выделении перспективных зон и ловушек, наряду с традиционными, использовалась методика сравнительного анализа толщин разного ранга, разработанная А.Г. Мухер и Н.И. Короловой в 1989-90 гг. [5, 6]. При этом учитывались несколько факторов: структурный, палеогеографический и тектонический, которые, как известно, предопределяют формирование нефтематеринских толщ, пород-коллекторов и пород-покрышек. За основу

принята структурная карта по кровле малышевского горизонта (пласт Ю_2). При этом использовались данные площадных и региональных работ МОВ ОГТ, которые «увязывались» с результатами бурения.

При обосновании предполагаемого контура ловушек использовались результаты испытания скважин, признаки нефтеносности в керне, результаты интерпретации материалов ГИС и др. Учитывались материалы интерпретации сейсмических данных.

Данные о палеорельфе, характере распространения песчаных тел коллекторов и современный структурный план позволяют прогнозировать участки образования ловушек различного типа, как в зоне регионального выклинивания, так и внутри бассейна седиментации. Их выделение осуществлялось при совмещении палеогеографической карты, карты толщин песчано-алевритовых пород и структурной карты. Предпочтение отдавалось тем структурам и участкам, которые являлись повышенными по палеореконструкциям наиболее опесчаненными по карте мощности, согласовывались с сейсмическими данными и совпадали с зонами разуплотнения и возможными зонами нефтенасыщения. Учитывалось наличие и качество покрышки.

В результате была построена карта перспектив нефтегазоносности среднеюрского НГК (рис. 3). На представленной карте отображен современный структурный план кровли тюменской свиты, начальные суммарные плотности перспективных и прогнозных ресурсов, залежи, которые числятся на балансе; ловушки и зоны, выделенные по региональным и детальным сейсмическим исследованиям. Всего в пластах Ю_{2-9} средней юры детальными исследованиями откартировано 567 перспективных ловушек различного типа: структурных, структурно-стратиграфических и структурно-литологических. Первоочередными на поиски залежей УВ выделено 10 крупных зон: Уватско-Юганская, Красноленинская, Приуральская, Сургутская, Фроловско-Надымская, Надым-Пурская, Надым-Тазовская, Мессовская, Байдарапская, Ямalo-Гыданская. Кроме того, в

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

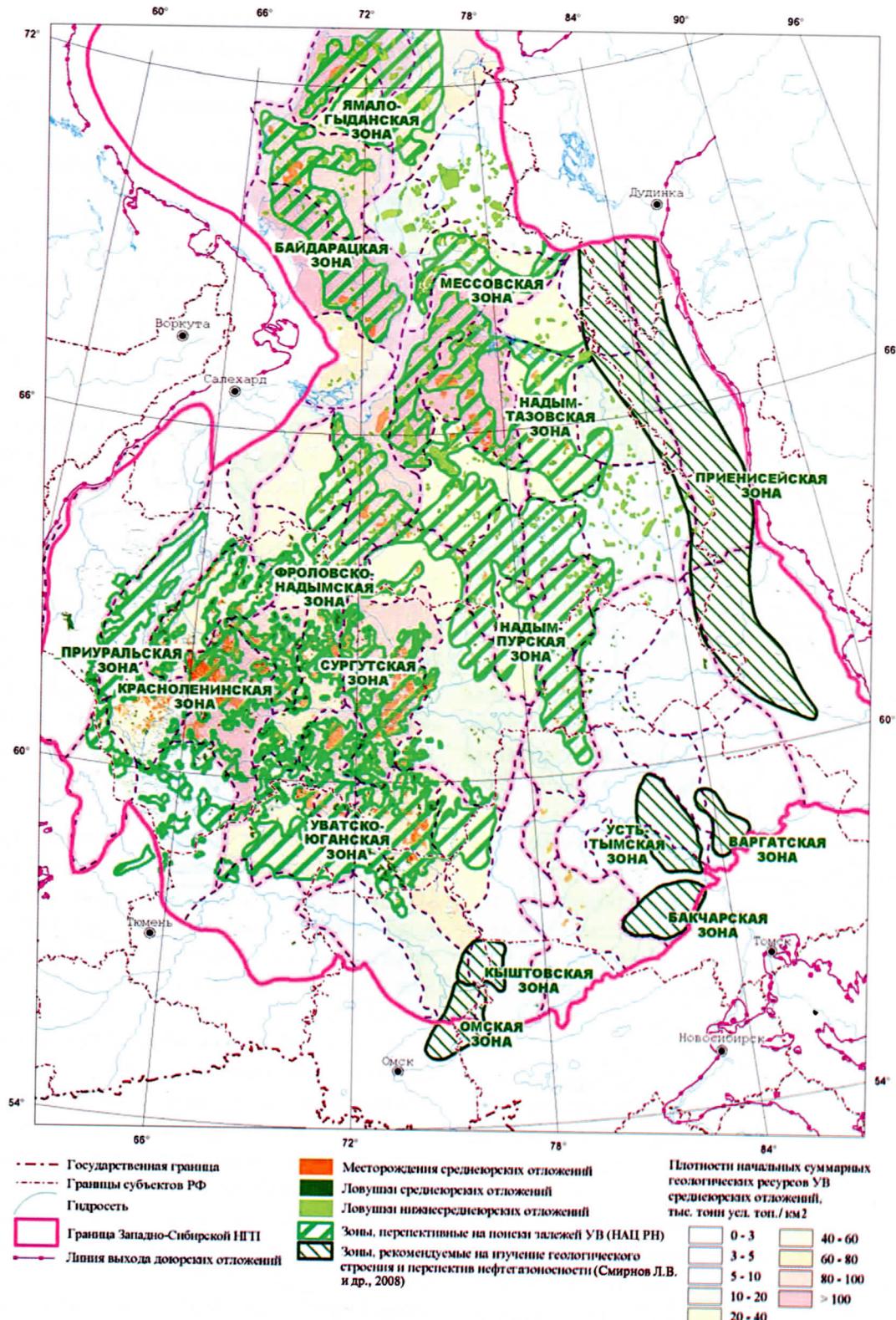


Рис. 3. Карта перспектив нефтегазоносности среднегорского НГК

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

слабоизученных восточных и юго-восточных районах выделено 6 крупных зон на изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности среднеуральских отложений. Границы перспективных зон, приуроченных к крупным положительным структурам (своды, мегавалы, вали и т.д.), в области развития континентальных осадков условно проведены по границам выклинивания отложений нижней юры [3, 5, 6]. В различных

фациально-текtonических районах этой границе будет отвечать различная толщина юрских отложений на карте Δ (A-B). Ниже приводится краткая характеристика особенностей строения и перспективы среднеуральского НГК в различных нефтегазоносных районах и областях.

Восточно-Уральская НГО слабо изучена бурением и сейсмическими работами. Залежей

Таблица 4

Перспективные объекты среднеуральского НГК по состоянию на 01.01.2007 г.

НГО	НГР	Кол-во персп. объектов в НГР	Индексы перспективных объектов	Категории ресурсов
Восточно-Уральская	Восточно-Уральский	12	T, T ₁ , Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₄₋₆	C3 D0
Приуральская	Березовский	5	Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₉	C3 D0
	Иусский	24 (в т.ч. КВ 6)	Ю ₂ , Ю ₄ , Ю ₅ , КВ	C3
	Карабашский	26 (в т.ч. КВ 1)	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₂₋₇ , Ю ₄ , Ю ₄₋₆ , КВ	C3 D0
	Шаймский	46 (в т.ч. КВ 1)	T, T ₁ , T ₂ , T ₃ , Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₃ , Ю ₄ , Ю ₅ , Ю ₆ , КВ	C3 D0
Красноленинская	Красноленинский	67	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₂₋₇ , Ю ₃ , Ю ₄ , Ю ₄₋₅ , Ю ₅ , Ю ₅₋₆ , Ю ₆ , Ю ₇ , Ю ₇₋₉	C3 D0
	Сергинский	49	Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₂₋₉ , Ю ₃₋₄ , Ю ₄₋₅ , Ю ₉	C3 D0
Фроловская	Ляминский	34	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₃₋₄ , Ю ₄ , Ю ₄₋₅ , Ю ₆	C3
	Приобский	66	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₂₋₉ , Ю ₃₋₄ , Ю ₄ , Ю ₅ , Ю ₇ , Ю ₉	C3 D0
	Салымский	12	Ю ₂ , Ю ₂₋₄ , Ю ₂₋₉	C3 D0
	Уватский	10	Ю ₂ , Ю ₂₋₄ , Ю ₄	C3
	Юильский	23	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄	C3 D0
Среднеобская	Вартовский	32	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₃₋₄ , Ю ₄ , Ю ₄₋₆ , Ю ₇₋₉	C3 D0
Среднеобская	Ноябрьский	1	Ю ₂	C3
	Сургутский	47	Ю ₂ , Ю ₂₋₃ , Ю ₂₋₄ , Ю ₉	C3 D0
Надым-Пурская	Варьеганский	18	Ю ₂ , Ю ₂₋₄ , Ю ₅₋₆ , Ю ₇₋₉	C3
	Вэнгапурский	1	Ю ₂	C3
Васюганская	Александровский	48	Ю ₂ , Ю ₂₋₄ , Ю ₃ , Ю ₅ , Ю ₅₋₆ , Ю ₇ , Ю ₇₋₉	C3 D0
	Бахиловский	7	Ю ₂ , Ю ₂₋₄	C3
Каймысовская	Демьянский	15	Ю ₂ , Ю ₂₋₄ , Ю ₄	C3 D0
	Каймысовский	1	Ю ₂	C3
Пайдугинская	Сабунский	23	Ю ₂ , Ю ₂₋₄	C3 D0
Предъенисейская	Каралькинский	8	Ю ₂ , Ю ₂₋₄ , Ю ₂₋₆ , Ю ₄ , Ю ₅	C3 D0
Итого		575		

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

нефти не выявлено. Отложения средней юры приурочены к Ляпинскому мегапрогибу. На склонах Висимского мегавала и Саранпаульской моноклиниали они выклиниваются. Мощность отложений тюменской свиты колеблется от 0 до 175 м. Вскрыты в разрезах семи скважин (150 Ляпинской, 271 Вольинской, 11201 Нерохской и др.).

Кроме того, в пределах Ляпинской впадины была пробурена параметрическая скважина 31 Ляпинская. Мощность средней юры составляет 173 м. Вскрыты пласти $\text{Ю}_2\text{-}\text{Ю}_8$. Разрез представлен грубым переслаиванием песчано-алевритовых пород мощностью от 2-3 до 10 м с аргиллитами. Характерно значительное количество прослоев углей, мощностью 0.5-3 м.

Основные перспективы нефтегазоносности в Восточно-Уральской НГО, большинством исследователей, связываются с терригенно-карбонатными палеозойскими отложениями и корами выветривания.

Мощность последних на гранитных массивах предполагается до 100 м и более [8]. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений подтверждают выходы битумов в турнейских отложениях, обнажающихся по берегам рек Ивдель, Сосьва, Тура; открытие Манынского промышленного месторождения битумов в турнейских отложениях. Южнее за пределами территории ХМАО в Тагильско-Магнитогорском прогибе в разрезах скважин наблюдаются примазки жидкой нефти и битумов (отложения Pz_2).

Перспективы нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений оцениваются неоднозначно. На этой территории возможно широкое развитие литолого-стратиграфических ловушек в юре на бортах прогибов и моноклиниалей. На данном этапе по отложениям средней юры на балансе числится 12 ловушек – Усть-Тапсуйская, Западно-Мапасийская, Няврольская, Паульская, Тимская и др. (табл. 4). Пробуренные новые скважины в Ляпинском мегапрогибе пока не подтвердили нефтегазоносность данного района.

При оценке прогнозных ресурсов по мезозойским отложениям данная территория

оценена как малоперспективная. По данным космонафтепрогноза (А.Л. Клопов) территория является благоприятной для поиска залежей нефти и газа.

Приуральская НГО включает Берёзовский, Шаймский, Иусский, Карабашский нефтегазоносные районы, расположенные на территории ХМАО, Тобольский НГР (юг Тюменской области) и Полуйский НГР (ЯНАО). Территория весьма неравномерно изучена бурением и сейсмическими исследованиями. Многочисленные залежи нефти в пластах $\text{Ю}_2\text{-}\text{Ю}_6$ выявлены, в основном, в Шаймском НГР. В Иусском НГР выявлено две залежи нефти и одна залежь нефтегазоконденсата. В Берёзовском НГР выявлены преимущественно залежи газа из верхнеюрских отложений, в Карабашском НГР выявлена одна залежь газа, приуроченная к базальным отложениям тюменской свиты. В Полуйском и Тобольском НГР залежей УВ к настоящему времени не выявлено.

Разрез средней юры в Приуральской НГО сокращенный. Вскрыты, главным образом, пласти Ю_{2-4} и лишь в восточной части на склонах Березовской и Карабашской моноклиналей, а также северных склонах Тобольского, Туттасского мегавыступов и в разъединяющих их мегаложбинах вскрыты пласти Ю_{5-6} . Пласти Ю_{7-9} вскрыты лишь в заливообразных понижениях. На значительной части локальных поднятий, осложняющих эти палеоподнятия, осадки средней юры отсутствуют. К таковым относится группа Сысконсынинских, Игрицких, Шухтунгортских, Малососьвинских, Тобольских и др. л.п. Мощность отложений тюменской свиты изменяется от 0 до 150 м. Характер распространения песчаных тел коллекторов сложный, с многочисленными фациальными замещениями их глинистыми породами. Формирование пород-коллекторов происходило в пределах озерно-аллювиальной равнины временами заливаемой морем.

По проведенным региональным исследованиям, палеореконструкциям и т.д. предполагается, что наиболее мощные и однородные пласти-коллекторы Ю_{2-3} прослеживаются полосой сложной конфигурации на склонах Бе-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

резовской моноклинали (рис. 3). Эта территория является перспективной на поиски залежей УВ, хотя на современном этапе исследований, по плотности начальных суммарных геологических ресурсов она отнесена к малоперспективной. Плотности изменяются от 1 до 10 тыс.т/км².

Наряду со структурными, в этой области предполагается целая серия структурно-стратиграфических ловушек, связанных с выклиниванием пластов Ю₂₋₉ к наиболее приподнятым частям Берёзовской, Карабашской моноклиналей; Пельмского, Южно-Иусского, Тавдинского мегавыступов и др. крупных тектонических элементов, приуроченных к западному и южному обрамлению ЗСР. Наиболее интересными являются Восточно- и Южно-Ванзетурская, Чуэльско-Самутнельская, Северо-Игриимская, Северо-Нарыкарская, Турпатынская, Сумысъинская, Южно-Пултынская, Половинкинская, Рябиновская, Курухтальская и др. площади. Они слабо изучены сейсмическими исследованиями, перед их описыванием необходима постановка сейсмических работ.

Красноленинская НГО, включающая Сергинский и Красноленинский НГР, наиболее полно изучена бурением и сейсмическими работами. В этих районах выявлены многочисленные залежи нефти в пластах Ю₂, Ю₂₋₃, Ю₄, редко в пластах Ю₅₋₉. Разрез средней юры достаточно полный. Вскрыты все пласты (Ю₂₋₉) средней юры. Мощность отложений тюменской свиты изменяется преимущественно от 100 до 200 м, в северо-восточной части Сергинского НГР достигает 240-260 м. В сводовых частях палеоподнятий разрез юры сокращённый и составляет 45-100 м и менее. Характерно последовательное стратиграфическое выклинивание пластов Ю₇₋₉, Ю₅₋₆, Ю₄ к наиболее возвышенным участкам палеорельефа, что является благоприятным фактором для формирования ловушек неструктурного типа. Пласти-коллекторы неоднородные, полифациальные по составу, представлены частым переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и углей. Общие толщины пласта Ю₂ изменяются от 5 до 15 м, эффективные – от 0.4 до 8-10 м. Формирование

их связано с зоной прибрежного мелководья (пляжи, бары, косы, отмели). Песчано-алевритовый материал накапливался на склонах крупных палеоподнятий, на погружениях пласти-коллекторы замещаются слабопроницаемыми и непроницаемыми алеврито-глинистыми породами, за исключением областей развития дельтовых и авандельтовых образований. Наиболее мощные и однородные пласти-коллекторы накапливались на склонах локальных поднятий и в седловинах между ними, а также в дельтовых протоках и рукавах дельт. В сводовых частях локальных поднятий пласти-коллекторы обычно неоднородные или заглинизованные. Пласт Ю₂ по строению близок к пласту Ю₂, но лучшие пласти-коллекторы приурочены к склоновым частям палеоподнятий.

В Красноленинском НГР выделено 67 ловушек различного типа. Перспективными являются северные и восточные склоны Красноленинского свода (группы Рогожниковских, Сотниковских, Поснокортских, Восточно-Каменных, Молодежных, Елизаровских, Заозёрных и др. ловушек). Значительное количество ловушек (49) структурного и структурно-литологического типов в пластах Ю₂, Ю₂₋₃, Ю₂₋₄ выделяются в Сергинском НГР. Они приурочены к Сергинскому к.п., Полуйскому своду и другим палеоподнятиям. Все перспективные объекты объединены в Красноленинскую перспективную зону (рис. 3).

Фроловская НГО включает семь нефтегазоносных районов. Четыре из них (Юильский, Ляминский, Приобский, Салымский) находятся на территории ХМАО, два (Казымский и Ярудейский) на территории ЯНАО, Уватский НГР – на территории ХМАО и на юге Тюменской области. Бурением и сейсмическими работами изучена достаточно полно, но неравномерно. В пластах Ю₂₋₄ выявлено 70 залежей нефти. На отдельных месторождениях (Средненазымское, Итьяхское и др.) нефтеносными являются и нижележащие пласти Ю₅₋₉. Мощность отложений тюменской свиты изменяется в среднем от 200 до 300 м, в северо-восточных районах достигают 350 м и более. Максимальные мощности приурочены к погруженным частям впадин. В

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

направлении повышенных частей крупных тектонических элементов (валов, террас и т.д.) разрез средней юры сокращается, но и там, в ее составе сохраняются практически все пласти средней юры. Песчано-алевритовые пласти-коллекторы неоднородные, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и углей. Так, на Нялинско-Сыньеганской группе площадей, мощность песчано-алевритовых пород пласта Ю₂ изменяется от 5 до 10 м, эффективная – от 0 до 5.2 м, на Галяновской группе площадей мощность песчано-алевритовых пород составляет 5-14 м и т.д. Формирование их происходило в пределах озерно-аллювиальной равнины временами заливаемой морем.

В Юильском НГР отложения средней юры геологическими методами изучены недостаточно, поэтому дополнительно широко использовались сейсмические методы исследований. В западной части Юильского НГР в пределах Чуэльского выступа разрез средней юры сокращенный. Вскрыты главным образом пласти Ю₂₋₄ и Ю₅₋₆. Пласти Ю₇₋₉ вскрыты лишь в заливообразных понижениях. Толщина отложений тюменской свиты изменяется от 77 до 200 м, эффективная от 20 до 30 м. Характер распространения песчаных тел коллекторов сложный, с многочисленными фациальными замещениями их глинистыми породами. Формирование пород-коллекторов связано с зоной прибрежного мелководья (осадки пляжей, вдоль береговых баров, кос, пересыпей) и, частично, континентальными. Рассматриваемая территория перспективна на поиски залежей УВ. Наряду со структурными на этой территории возможны структурно-стратиграфические ловушки, связанные с выклиниванием пластов Ю₂₋₉ к наиболее приподнятым частям Чуэльского выступа.

В пределах Помутской мегатеррасы, западного борта Ватлорской террасы и Вынгорской котловине в разрезе средней юры вскрыты все пласти средней юры, от Ю₂ до Ю₉, включительно. Общая толщина колеблется от 220 до 350 м. Максимальные толщины приурочены к наиболее погруженным частям прилегающих впадин. В направлении повышенных частей крупных

тектонических элементов (валов, террас, седловин и т.д.) разрез средней юры сокращается, но и там, в ее составе сохраняются практически все пласти. Песчано-алевритовые пласти-коллекторы неоднородные, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и углей. Как и на остальной территории перспективными являются пласти Ю₂, Ю₃ верхнетюменской подсвиты. Геолого-геофизическими методами изучены недостаточно. Анализ имеющегося материала позволяет предполагать наличие двух зон с улучшенными коллекторскими свойствами. Одна из них приурочена к повышенным участкам палеорельефа в пределах Помутской террасы. Как и на других палеоподнятиях песчано-алевритовый материал, по-видимому, накапливается на относительно приподнятых участках палеорельефа, на погружениях пласти-коллекторы замещались слабо проницаемыми или непроницаемыми алеврито-глинистыми породами. Следующая зона повышенных мощностей песчано-алевритовых пород пласта Ю₂ прослеживается на восточном склоне Помутской мегатеррасы, западном склоне Ватлорской террасы и разделяющей их седловине). Зоны повышенных эффективных толщин прослеживаются в виде полос сложной конфигурации субмеридионального простирания на Южно-Лунгорской, Лунгорской, Западно-Ватлорской, Верхнелунгорской, Верхнеказымской площадях и далее на север, в район Ветсорской и Чапурской площадей. Толщина песчано-алевритовых пород изменяется от 8 до 20 м, эффективная – 3.6 до 17.2 м. Опесчаненные зоны чередуются с зонами пониженных толщин. На отдельных участках отмечается почти полное замещение коллекторов слабопроницаемыми или непроницаемыми породами. Формирование пород связано с мелководными и относительно глубоководными частями шельфа. Полосовидный характер распространения песчаных тел, по-видимому, обусловлен влиянием подводных течений. Эта зона весьма интересна на поиски залежей УВ.

По региональным исследованиям в пределах Фроловской НГО выделено более 20

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

крупных перспективных зон и участков: Ватлорско-Лунгорская, Помутская, Верхнеляминско-Айпимская, Сыньеганская, Эргинско-Ташинская, Ендырско-Кондинская, Вайская и др. В составе этих зон по детальным исследованиям выделено более 70 ловушек различного типа. Все они приурочены к крупным тектоническим элементам: Помутской мегатеррасе; Верхнеляминскому, Эргинскому, Зимнему валам; Сыньеганской террасе и др. В пределах Тундринской и Ханты-Мансийской котловин пластины-коллекторы Ю_2 и Ю_3 замещаются алеврито-глинистыми и глинистыми породами.

В Уватском НГР перспективными на поиски залежей УВ являются наиболее возвышенные участки южной Бортовой моноклинали. Следует отметить, что южная часть моноклинали практически не изучена бурением и сейсмическими методами. Залежей нефти к настоящему времени не выявлено. Для выделения ловушек необходимы более углубленные исследования, в том числе, постановка детальных сейсмических работ. Поэтому на данной стадии можно говорить о перспективности южной части Южной Бортовой моноклинали в целом, а не о конкретных ловушках. Наряду со структурными, в этой зоне возможны структурно-стратиграфические ловушки, связанные с выклиниванием пластов Ю_2 , Ю_3 , Ю_4 , Ю_{5-6} , к наиболее приподнятым частям Южной Бортовой моноклинали. С целью уточнения геологического строения данной территории, выделения перспективных на поиски залежей УВ ловушек и обоснования постановки поискового бурения, рекомендуется проведение детальных сейсмических работ.

О перспективах нефтегазоносности северной части Южной Бортовой моноклинали можно говорить более определенно, поскольку она хотя и слабо, но изучена бурением. На этой территории проведены также сейсмические работы, по материалам которых были выделены целая серия ловушек структурного типа (группа Куньякских, Демьянских, Тымкинская, Сложная и др.). Контур ловушек проводился условно, по замкнутой изогипсе. Формирова-

ние пластов-коллекторов на этой территории связано с зоной прибрежного мелководья, с относительно глубоководной ее частью. Предполагается что пласт Ю_2 в этой зоне будет представлен более тонким переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Толщина эффективных пропластков изменяется от 0.4 до 1.2 м, редко больше. Более однородными предполагаются пластины Ю_3 , Ю_4 , хотя и в них более однородные пластины будут встречаться в виде отдельных линз. В скв.712 Качкарской общая толщина пласта Ю_2 составляет 12 м, эффективная 0.8 м, общая толщина пласта Ю_3 – 16 м, а эффективная достигает 11.8 м. Толщина пропластков изменяется от 0.4 до 2.6 м, преимущественно 1.4-2.4 м. В скв.200 Пихтовой, пробуренной восточнее, из пластов Ю_3 , Ю_4 получены притоки нефти дебитом до 3.3 м³/сут, при $\Delta P=5.9$ Мпа. Пласт Ю_2 заглинизован.

В Казымском и Ярудейском НГР толщины среднеюрских отложений достигают 370 м, эффективные от 17 до 78 м. Максимальные толщины приурочены к наиболее погруженным частям Западно-Ярудейской и Надымской мегавпадин. Формирование перспективных на поиски залежей УВ ловушек связано со сложным полифациальным дельтовым комплексом. Более мощные и однородные пластины-коллекторы формировались по простирианию рукавов и проток, дельты и авандельты в пределах Западно-Ярудейской и Надымской мегавпадин. В скв.204 Полуйской лучшие пластины-коллекторы приурочены к пластам Ю_3 , Ю_4 , Ю_7 , Ю_8 , в скв.7 Надымской – к пластам Ю_2 , Ю_7 , Ю_8 , Ю_9 . С данными отложениями связаны ловушки структурно-литологического типа. Кроме того, перспективные зоны приурочены к крупным палеоподнятиям: Ярудейскому мегавалу, Пайсятскому, Айхеттинскому валам (Фроловско-Надымская перспективная зона).

Среднеобская НГО включает три нефтегазоносных района: Сургутский и Вартовский (ХМАО), и Ноябрьский НГР (ЯНАО). Центральные территории Сургутского района хорошо изучены бурением, здесь выявлено максимальное количество залежей нефти, связанных с пластами Ю_{2-4} . Мощность отложений

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

tüменской свиты изменяется в среднем от 200 до 400 м. Наблюдается закономерное увеличение толщин в северном и южном направлениях. По региональным исследованиям выделены Июльско-Средневатлорская, Тыилорская, Усть-Балыкская, в южной части района – группа Чупальско-Заболотных ловушек и др. Всего по детальным исследованиям выделено 47 перспективных объектов. Все они входят в состав крупной перспективной Сургутской зоны.

В Вартовском НГР в пластах ЮВ₂₋₄ выявлены лишь небольшие залежи нефти: Западно-Варьеганская, Могутлорская, Рославльская, Чистинная и др. Мощность отложений тюменской свиты варьирует в широком диапазоне – от 150–200 м в сводовых частях Нижневартовского свода, до 400 м на прилегающих к нему впадинах и прогибах. Пласти Ю₂₋₄ среднетюменской подсвиты в этом районе геологогеофизическими методами изучены недостаточно, поскольку основное внимание было обращено на регионально нефтегазоносный горизонт ЮВ₁ васюганской свиты. Пласт Ю₂ в большинстве случаев не испытывался. Как и в Сургутском НГР, пласт Ю₂ имеет сложный полосовидный характер распространения. Зоны повышенного содержания песчано-алевритовых пород чередуются с заглинизованными. Все они прослеживаются в субмеридиональном направлении.

Перспективы нефтегазоносности связаны со склонами Нижневартовского свода, с Ватьеганским валом, Западно-Котухтинской моноклиналью, положительными структурами, приуроченными к Пякупурскому мегапрогибу, на юге – к Угутскому, Южно-Кинянинскому валам и т.д. По региональным исследованиям в этом районе выделены Вынтовская, Янчинско-Рославльская, Угутская и другие крупные перспективные зоны и участки. В составе этих зон по детальным исследованиям выделено 32 ловушки различного типа.

На Нижневартовском своде и прилегающих землях Сургутского свода, Юганской мегавпадины, Александровского мегавала – в области развития васюганской свиты – для оценки перспектив нефтеносности среднеюрских

отложений могут дополнительно использоваться данные о толщинах нижневасюганской подсвиты. Дело в том, что если на карту толщин нижневасюганской подсвиты вынести контуры всех выявленных в ХМАО залежей в средней юре, то обнаруживается, что подавляющее большинство залежей восточнее границы перехода васюганской свиты в абалакскую располагаются на участках с толщинами нижневасюганской подсвиты меньше 30–35 м. Эта тенденция вероятно обусловлена эмиграцией в верхнюю тюменскую свиту УВ, генерируемых органическим веществом баженовской свиты, и балансом возникающих давлений эмиграции углеводородов, скоростью миграции УВ по коллекторам пласта Ю₁ и давлением прорыва УВ через нижневасюганскую покрышку. Похожим механизмом скорее всего объясняется и приуроченность залежей УВ в доюрском комплексе Красноленинского и Шаймского районов к зонам пониженных (менее 100–200 м) толщин юрских (включая абалакские) отложений.

В Ноябрьском НГР в отложениях средней юры выявлено четыре месторождения: Верхненадымское, Крайнее, Малопякутинское, Пайсятское. По региональным и детальным исследованиям к перспективным отнесены южные склоны Пякутинской террасы и Суторминская мегаседловина.

Каймысовская НГО включает Демьянский, Каймысовский, Пологрудовский, Прииртышский, Нюрольско-Колтогорский НГР. В данной НГО выявлено 21 месторождение, включающие 61 залежь (Пихтовое – пласти Ю₃, Ю₄, Радонежское – ЮС₂, Полуньяхское – пласти Ю₂, Ю₃, Западно-Полуньяхское – пласти Ю₃, Ю₄, Ю₄², группа залежей Тайлаковского месторождения – пласти Ю₂, Ю₃, Ю₄, Усть-Тегусское – пласти Ю₂, Ю₃, Ю₄, и др.

Основные перспективы нефтегазоносности связываются с пластами Ю₂₋₄ верхнетюменской свиты. По региональным и детальным исследованиям в составе среднеюрского НГК выделен ряд перспективных зон и ловушек различного типа: структурных, структурно-литологических и структурно-стратиграфических.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Перспективы нефтеносности связывают с южными склонами Демьянского мегавала, где выделяются две крупных структурно-стратиграфических и три структурных ловушки пласта Ю₂₋₄. Контур Урененских структурно-стратиграфических ловушек обусловлен выклиниванием пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ к сводовым частям Урененского палеоподнятия. Контур Урурной I, II и Едовой структурных ловушек принят условно по замкнутой изогипсе.

Весьма перспективными на поиски залежей УВ являются Пологрудовский и Тамаргинский мегавалы. На этих палеоподнятиях выделяется 8 ловушек структурного типа: Шуйская, Восточно-Шуйская, Северо-Болотная, Коптанская, Северо-Коптанская, Кирилкинская, Восточно-Кирилкинская, Тамаргинская. В северной части Тамаргинского мегавала и прилегающих территориях выделяется 7 ловушек структурного типа. Контур ловушек принят условно по замыкающей изогипсе.

Надым-Пурская НГО включает Варьеганский, Вэнгапурский, Губкинский, Уренгойский, Надымский НГР. В пределах Варьеганского НГР в пластах ЮВ₂₋₄ тюменской свиты выявлены группа Северо-Варьеганских, Варьеганских и Ваньеганских залежей. Месторождения приурочены к крупным палеоподнятиям: Варьеганскому, Тагринскому и Вэнгапурскому мегавалам. Перспективы нефтегазоносности связываются именно с этими палеоподнятиями. Значительное количество ловушек структурного типа выделено в северо-восточной и юго-восточной территории НГР. В Губкинском и Уренгойском НГР выявлены 13 месторождений (Верхнее-Пурпурское, Дремучее, Комсомольское, Северо-Губкинское, Юбилейное, Песцовское, Уренгойское и др.). Все они приурочены к крупным палеоподнятиям: Худосейскому, Уренгойскому, Ямбургскому, Медвежьему, Харасавейскому мегавалам и др. Перспективы нефтегазоносности в этих районах связаны с этими крупными поднятиями. По региональным и детальным исследованиям выделена крупная Надым-Тазовская перспективная зона, в составе которой выделено значительное ко-

личество ловушек различного типа. Генезис пород-коллекторов в этой зоне связан с прибрежно-морскими осадками.

Васюганская НГО включает Александровский, Бахиловский, Средневасюганский, Пудинский и Межовский НГР.

В Александровском и Бахиловском НГР в отложениях средней юры выявлены Хохряковское, Верхнеколычевское, Митрофановское и др. месторождения. Мощность отложений тюменской свиты изменяется от 200 до 400 м. По региональным работам выявлены Александровская и Бахиловская перспективные зоны, которые включают 55 детальных ловушек. Сводовые и присводовые участки Нижневартовского и Александровского палеоподнятий отнесены к малоперспективным.

Следует отметить, что перспективы нефтегазоносности пластов ЮВ₂₋₉ в восточных районах (Вартовский, Александровский, Бахиловский, Караблинский НГР) изучены недостаточно. В дальнейшем необходимо проведение как региональных, так и детальных исследований по выяснению перспектив нефтеносности в этих районах.

В Средневасюганском НГР выявлены три месторождения: Мыльдинское, Южно-Мыльдинское и Северо-Васюганское, в Пудинском – Герасимовское, Казымское, Лугинецкое, Останинское, Селимхановское, в Межовском – Калиновое, Северо-Калиновое, Кулгинское, Нижнетабаганское, Смоляное.

В рассматриваемых районах в отложениях средней юры, как и в других НГР, пластины-коллекторы имеются, но здесь резко ухудшается качество верхнеюрской покрышки в связи с переходом васюганской свиты в научскую – резко опесчаненную, поэтому крупных залежей УВ в этих районах не ожидается. Перспективных на поиски залежей УВ ловушек к настоящему времени не выявлено.

Пайдугинская НГО включает Сабунский, Пыль-Караминский, Усть-Тымский, Параильский НГР. Мощность отложений тюменской свиты изменяется от 200 до 400 м и более. По региональным исследованиям выделено две крупных перспективных зоны: Сабунско-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Приозерная и Боровая, которые включают 23 детальных ловушки. В юго-восточных районах выделяются Усть-Тымская и Бочкарская зоны, рекомендуемые на изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности.

Предъенисейская НГО включает Каралькинский НГР. Слабо изучена бурением и сейсмическими исследованиями. В целом по плотности запасов отнесена к малоперспективным. Лишь в западной части по материалам сейсморазведки выделено восемь ловушек различного типа. Низкие перспективы нефтеносности данного района связываются с отсутствием надежных покрышек. Для геологического изучения и выяснения перспектив нефтегазоносности выделяется Приенисейская зона.

В Ямальской и Гыданской НГО по региональным и детальным исследованиям выделены три перспективные зоны: Байдарацкая, Ямало-Гыданская и Мессовская и др. Перспективы нефтегазоносности связаны с прибрежно-морскими осадками (зона шельфа). Промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений в этих областях доказана открытием 8 залежей УВ.

Таким образом, выделенные по региональным исследованиям перспективные зоны можно объединить в три группы.

1. Зоны, приуроченные к шельфовой области морского седиментогенеза. Это, главным образом, северные районы ЗСР (Ямало-Гыданская, Байдарацкая, Мессовская зоны). Основные перспективы связаны с крупными положительными тектоническими элементами (своды, мегавалы, валы, моноклинали и т.д.) и с зоной выклинивания пластов Ю₂₋₉ средней юры к приподнятым частям палеоподнятий. В этой области предполагаются главным образом ловушки структурного, структурно-стратиграфического типа.

2. Зоны, приуроченные к дельтовой области. Это районы, расположенные севернее Сургутского, Нижневартовского и Александровского сводов (Фроловско-Надымская и Надым-Пурская зоны). В этих зонах предполагаются ловушки структурно-литологического,

структурного и структурно-стратиграфического типов. Они связаны с русловыми протоками дельт и авандельт и прибрежно-морскими осадками.

3. Зоны, приуроченные к областям развития озерно-аллювиальной равнины и озерно-аллювиальной равнины, временами занимаемой морем, а также прибрежно-бассейновыми осадками. В этих областях предполагается развитие самого широкого спектра ловушек. Главные перспективы нефтегазоносности связаны с крупными положительными тектоническими элементами и их склонами.

Всего в составе средней юры детальными исследованиями выделено 350 перспективных ловушек различного типа: структурных, структурно-стратиграфических и структурно-литологических.

Характеристика среднеюрских перспективных объектов в различных нефтегазоносных районах приведена в работе по гос. контракту № 33/07, где указана тектоническая приуроченность перспективных зон, типы ловушек и пласти к которым они приурочены, месторождения, выявленные на этой территории и т.д.

Таким образом, выделенные перспективные объекты опираются на большое количество фактического материала, научно обоснованы и являются надежной базой для оценки ресурсного потенциала и определения главных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в отложениях нижней и средней юры Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков В.А., Гончарова В.Н., Мухер А.Г., Нечаева Н.А., Сидоров А.А., Сидоров А.Н. Методика построения карты изохрон отражающего горизонта А и структурной карты поверхности доюрского основания осадочного чехла территории ХМАО. – Вестник недропользователя. – № 14. – 2004. – С. 54-61.

2. Волков В.А., Сидоров А.А., Сидоров А.Н. Методика формирования цифровой модели нижне-среднеюрских отложений Западно-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Сибирской нефтегазоносной провинции/ Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры // Материалы XII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2009. – Т.1. – С. 87-100.

3. Волков В.А., Сидоров А.А., Гончарова В.Н., Захарова Л.М., Кайгородов Е.П., Кулагина С.Ф., Кулешова Т.М., Мухер А.Г., Олейник Е.В., Рубина Т.В. Цифровая квазитрехмерная модель строения осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры // XV НПК. – Ханты-Мансийск. – 2012. – Т.1. – С. 3-12.

4. Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Девятов В.П. Типовые разрезы – основа детальных моделей юры Западной Сибири / Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры // Материалы XX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2017. – Т.1. – С. 210-244.

5. Мухер А.Г., Королева Н.И. Методика выделения перспективных объектов в отложениях нижней и средней юры Западной Сибири/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – Тюмень. – 1992. – С. 3-12.

6. Мухер А.Г., Королева Н.И. Новый подход к построению детальных палеогеографических и палеогеоморфологических карт на основе геолого-геофизических данных. – Москва. – ВИНТИ. – ДФ № 2090-В-91.

7. Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тугарева А.В., Шпильман А.В., Гончарова В.Н., Солопахина Л.А. Строение и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений в связи с переоценкой потенциальных ресурсов на территории ХМАО/Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО // Материалы VIII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2005. – Т.1. – С. 164-176.

8. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Волков В.А., Сидоров А.А., Тугарева А.В., Кулагина С.Ф., Гончарова В.Н., Солопахина Л.А., Девятов В.П., Сапьяник В.В. Региональные закономерности геологического строения горизонтов нижней и средней юры Западно-Сибирского осадочного бассейна // Пути реализации нефтегазового и

рудного потенциала ХМАО – Югры / Материалы XII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2009. – Т.1. – С. 65-86.

9. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Солопахина Л.А. Трассирование зон развития региональных покрышек и оценка их экранирующих свойств. Построение карт региональных флюидоупоров нижней и средней юры. – Вестник недропользователя. – № 29. – С.

10. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Девятов В.П. Условия седиментации стратиграфических горизонтов юры. Палеогеографические карты // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры / Материалы XV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 2012. – Т.1. – С. 77-94.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ТРАССИРОВАНИЕ ЗОН РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫШЕК И ОЦЕНКА ИХ ЭКРАНИРУЮЩИХ СВОЙСТВ. ПОСТРОЕНИЕ КАРТ РЕГИОНАЛЬНЫХ ФЛЮИДОУПОРОВ НИЖНЕЙ И СРЕДНЕЙ ЮРЫ

Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, Л.А. Солопахина

Этой проблемой в Западной Сибири занималось много специалистов, среди них следует отметить публикации Антоновой Т.Ф. (1967), Клубовой Т.Т. (1988), Ушатинского И.Н. (1971), Прозоровича (1972) Мясниковой Г.П. (1972), Филиппова Б.В. (1964), Волкова А.М. (1967), Нестерова И.И. (1969), Бакирова Э.А. (1972).

На качество покрышек влияют как микроспецифичности литологического состава глин, такие, например, как минералогический состав, диаметр пор, так и макроспецифичности строения глинистого экрана – однородность глин, содержание песчаных и алевритовых, углистых прослоев в них; выдержанность прослоев и положение осложняющих их в разрезе, фациальный состав глин, толщина.

Влияние минералогического состава глин на их экранирующие свойства обусловлено различным строением кристаллических решеток у глин с различным минералогическим составом. Глины, которые содержат монтмориллонит характеризуются большим количеством связанной воды, меньшим диаметром пор, большей пластичностью, а, следовательно, лучшими коллекторскими свойствами.

Диаметр пор в глинах – наиболее полно отражает фильтрационные свойства глин. Размеры пор в глинах обусловлены, как минералогическим составом, так и примесью алевролито-песчаного материала, её количеством и характером распределения в глине.

Рассчитывать диаметр пор в чистых глинах предложили Ушатинский И.Н. и Нестеров И.И. (1971) по формуле

$$d = \frac{a - a\sqrt[3]{1-n}}{7 - \sqrt[3]{1-n}},$$

где d – диаметр пор, a – размер частиц, n – абсолютная пористость

Глины, представленные морскими фациями, обладают лучшими экранирующими свойствами, чем сложенные континентальными фациями.

Мощность покрышек рассматривалась с точки зрения механического повреждения, вероятности перетока УВ и разрушения залежей. Связь между высотами залежей и мощностью над ними покрышки изучалась многими исследователями: Сверчковым Г.Л. (1967), Волковым А.М. (1967), Нестеровым И.И. (1969), Мясниковой Г.П. (1972) и др.

Сверчков Г.П. установил связь между высотой газовых залежей и мощностью покрышек, но одновременно показал, что для залежей определенной высоты существует нижний критический предел мощности покрышки.

Волков А.М., анализируя зависимость между высотой газовых, газонефтяных залежей в различных нефтегазоносных областях, в том числе и Западной Сибири, и мощностью покрышек отмечает существенную связь между этими параметрами, он получил следующие коэффициенты корреляции: 0.91 – для залежей с этажом газоносности более 250 м и 0.79 – с этажом газоносности менее 250 м.

Прозорович Г.Э. (1972) пришел к выводу, что мощность покрышек является одним из решающих факторов, который улучшает их качество, при более мощной покрышке меньше вероятность распространения в ней значительного количества эффективных трещин, се-кующих её по всей мощности. Чем мощнее покрышка, тем меньше вероятность естественно-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

го гидроразрыва трещинами за счет избыточного давления.

Нестеров И.И. (1969) проанализировав 300 нефтяных и газовых залежей Западной Сибири и связь между высотами залежей и толщинами покрышек, пришел к выводу об отсутствии зависимости между этими параметрами.

Мясникова Г.П. (1972), анализируя связь запасов УВ и высоты залежей с мощностью покрышек подтвердила вывод Нестерова И.И. и показала, что основной оценочной характеристикой глинистой толщи как покрышки является выдержанность её литологического состава и предложила оценивать выдержанность по вероятности появления в ней литологических окон (при значении больше 0.1 покрышка становится невыдержанной и ненадежной). Сделаны выводы о том, что покрышка определяет условия благоприятные для скоплений УВ, а не их величину и для каждой покрышки в Западной Сибири существует критическая толщина, меньше которой она теряет экранирующие свойства (для покрышки над сеноманскими залежами критическая толщина составляет 200 м, а для покрышки над неокомским комплексом – 10 м).

Оценки качества экранирующих свойств региональных глинистых флюидоупоров, выполненные специалистами ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана и ФГУП СНИИГГиМС, различаются радикально, часто они диаметрально противоположны. Поскольку эти различия отражают степень неопределенности знаний по этому вопросу, в статье приводятся результаты двух оценок.

Оценка ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана.

Для оценки качества экранов использовался стандартный комплекс ГИС – диаграммы КС, ПС, ГК, НГК, кавернometрия и КВ, акустического каротажа; по которым «экспертно» оценивалось качество покрышек. Ранжирование экранов проводилось в основном по кризисам ГИС стандартного каротажа: ПС и ГК, кавернometрии. Покрышки были разделены по своим экранирующим свойствам на три класса: с хорошими, средними и низкими свойствами.

К первому классу с хорошими экранирующими свойствами, были отнесены экраны с толщиной более 10-15 м, максимальной амплитудой ПС и ГК и однородные по этим кризисам.

К третьему классу с низкими экранирующими свойствами были отнесены пластины с толщиной глин менее 10 м, включающие прослои песчаника и галек вулканических, метаморфических пород, а также пестроцветные континентальные отложения – глины татарской, тяжинской свит. Остальные пачки неоднородных глин были отнесены к классу со средними экранирующими свойствами.

Анализировались четыре экрана: над средней юрой – малышевским горизонтом, над нижней юрой – надояхским горизонтом, над шараповским и зимним горизонтами в разрезе нижней юры.

Грубо разбив на три класса экраны вводились поправки за мощность (толщину), расположение однородной пачки глин в разрезе и высокой плотности разрывных нарушений.

Увеличение мощности (больше 20-30 м) рассматривалось как улучшение экранирующих свойств. Как показали предыдущие исследования мощность покрышки – её абсолютная величина не определяет величину ресурсов под ней, существует толщина, меньше которой залежи отсутствуют. Что касается положения однородных глин в разрезе экрана, то наиболее благоприятным является положение в подошве на контакте с продуктивным пластом, чем выше, тем хуже – может произойти рассеивание, разрушение залежи.

На картах покрышек показаны контуры участков с разным качеством экранов, границы распространения и замещения одних свит другими, открытые под покрышками месторождения. Так же выделены контуры тектонически активных зон, связанных с рифтогенезом, планетарными напряжениями и установленными на месторождениях разломами.

Выделено шесть тектонически наиболее активных зон (рис. 1):

1. Рогожниковско-Ханты-Мансийская;
2. Харасавейско-Семаковская;

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

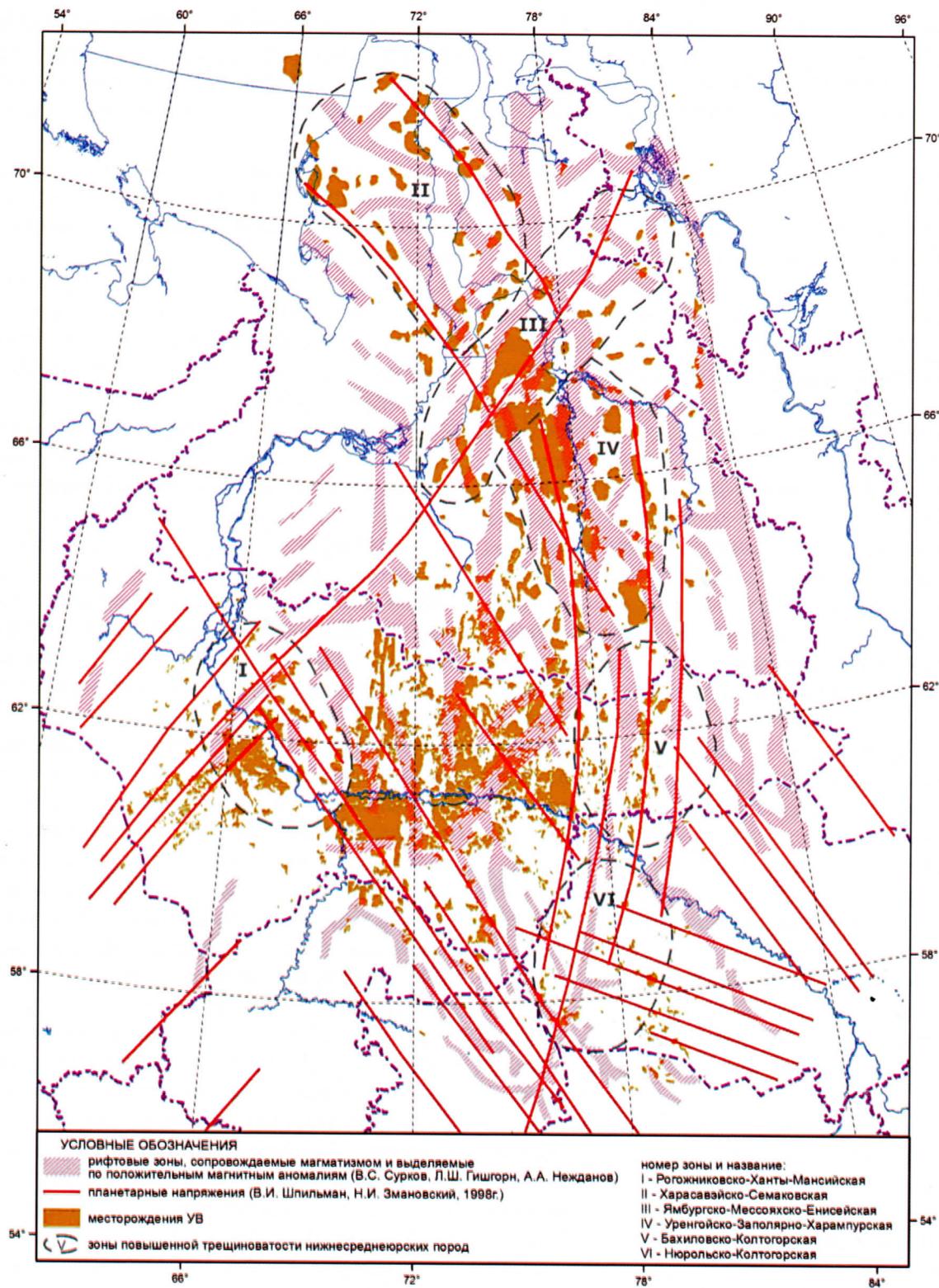


Рис. 1. Взаимоотношения рифтогенных зон, месторождений УВ и планетарных тектонических напряжений. Прогноз зон ухудшения покрышек

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

3. Ямбургско-Мессояхско-Енисейская;
4. Уренгойско-Заполярно-Харампурская;
5. Бахиловско-Колтогорская;
6. Нюрольско-Колтогорская.

При выделении зон использованы опубликованные материалы Суркова В.С. (1993), Шпильмана В.И. (1982, 1998), Маркевича, Микуленко К.И. (1975), Змановского Н.И. (1988), Нежданова А.А (2006). В пределах этих рифтовых зон отмечается, как правило, пересечение разломов разных простираций.

Экранирующие свойства васюганского горизонта, флюидоупора над среднеюрским нефтегазоносным комплексом

Покрышку над регионально нефтегазоносным среднеюрским комплексом образуют глины, бат-келовейского возраста – в центральной части бассейна и на востоке, келловей-кимеридж-волжского – в западной части (рис. 2). На западе покрышка объединяет глины абалакской, баженовской или даниловской свиты толщиной до 50-100 м. На некоторых месторождениях из этих глин получены промышленные притоки нефти. По своим экранирующим свойствам эта покрышка отнесена к первому классу.

В Красноленинской и Фроловской НГО выделены по ГИС и показаны на карте четыре небольших участка с ухудшением экранирующих свойств (в районе Верхнеляминского и Туманного валов, на западном склоне Красноленинского свода, северной периклинали Радомского мегавала).

Абалакская свита на западе сложена глиниами аргиллитоподобными темно-серыми, тонкоотмученными, реже алевритовыми с примесью глауконита, карбонатными конкрециями и прослойками до 1-2 м карбонатных пород и стяжениями пирита, общей толщиной 20-40 м.

Баженовская свита, которая служит дополнительным экраном сложена битуминозными глиниами буровато-черными с прослойками карбонатных и кремнистых пород. В ней на этой территории так же открыты залежи нефти и в Красноленинской и Фроловской НГО. По направлению к западной границе этой фациальной области битуминозность глин уменьша-

ется, они замещаются слабо битуминозными глинами тутлеймской свиты и небитуминозными – даниловской. Ухудшение экранирующих свойств покрышки связываем здесь с дизъюнктивной тектоникой. Эти участки попадают в тектонически активную зону – Рогожниковско-Ханты-Мансийскую. В зону где пересекаются планетарные напряжения юго-восточного и субуральского простирания, где выделяются зоны по интенсивным магнитным и гравитационным аномалиям.

Все арктические области отнесены по экранирующим свойствам покрышек к первому классу. Возможно снижение свойств покрышки в Харасавейско-Семаковской активной тектонической рифтовой зоне, где планетарные напряжения имеют пайхойское простижение. На Ямале покрышка представлена теми же свитами, что и на западе – абалакской и баженовской или даниловской и толщина её достигает 80-90 м, за исключением Нурминского подрайона, где выделена нурминская свита (аналог даниловской), в средней части разреза появляется алевритовая пачка толщиной 15-40 м, ухудшающая свойства покрышки незначительно, так как нижняя пачка нурминской свиты сложена однородными аргиллитоподобными темно-серыми глинами с сидеритовыми конкрециями, толщиной до 45 м.

На Гыданском полуострове покрышка сложена глинами гольчихинской свиты. Она по возрасту аналогична двум свитам баженовской и абалакской, сложена аргиллитоподобными глинами, серыми темно-серыми со слабым буроватым оттенком, слабо-битуминозными, в середине – зеленовато-серыми. Глины от тонко-отмученных до алевритовых с включениями пирита. Много фауны – аммонитов, ростров белемнитов, ядра двустворок, толщина предполагается до 450 м, вскрытая бурением в скв.122 Штормовой площади около 200 м.

В северной части Надым-Пурской области в скв.7 СГ Ен-яхинской глубина залегания покрышки максимальная – 3847 м, а толщина её – 103 м, она сложена теми же свитами, что и на западе – баженовской и абалакской. Здесь выделяется единственная в бассейне

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

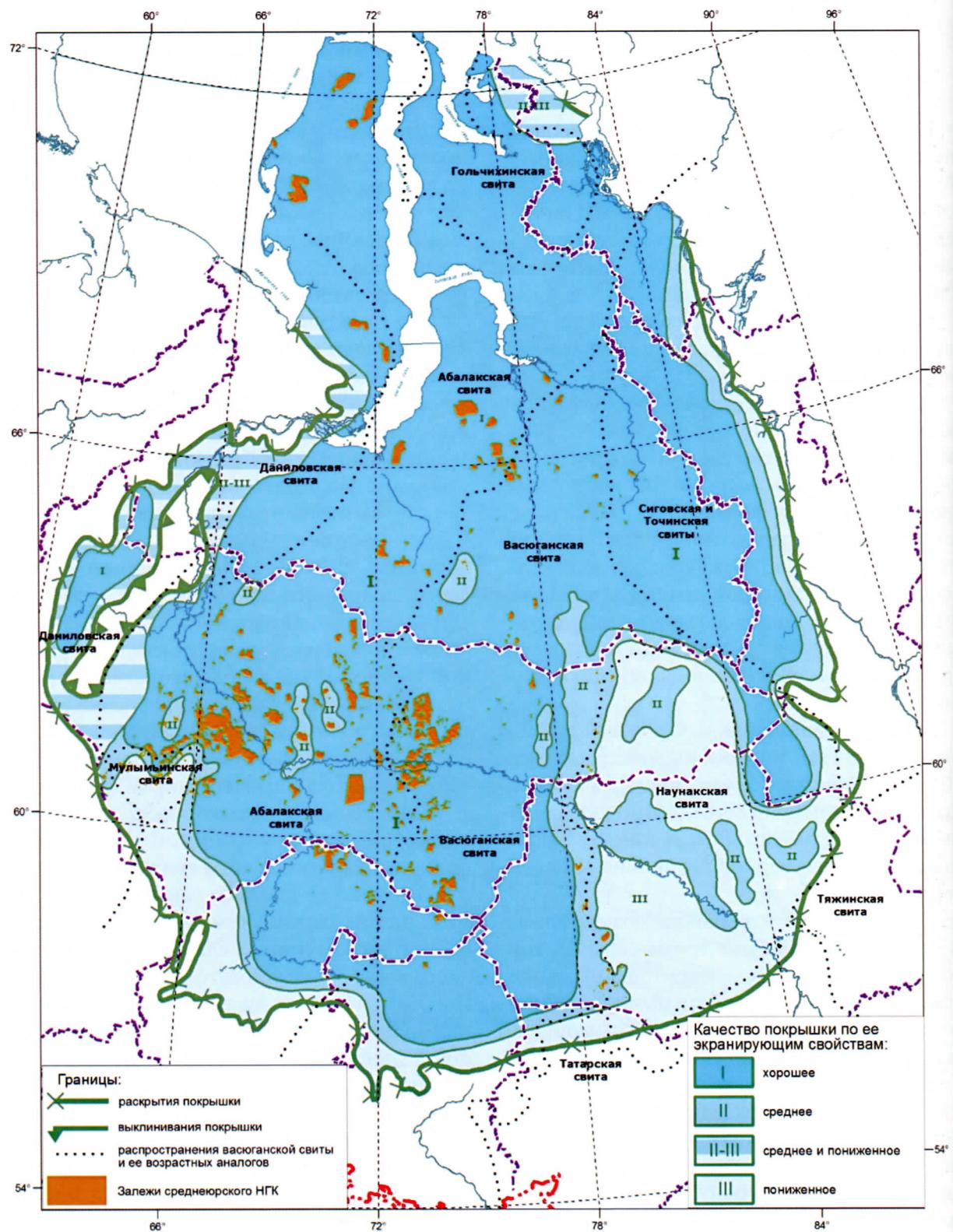


Рис. 2. Карта экранирующих свойств васюганского горизонта (флюидоупора)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

широтная тектоническая гряда – Мессовская, соединяющая Уральскую складчатую систему с Енисейской. Мы выделили её как тектонически активную зону: Ямбурско-Мессояхинско-Енисейскую, где возможно ухудшение экранирующих свойств покрышки. Высокая плотность разломов подтверждается на Парусном, Мессояхском, Южно-Мессояхском месторождениях.

К востоку от рассмотренных территорий и границы замещения абалакской свиты васюганской, находится зона распространения флюидоупора первого класса. За исключением самых восточных земель, которые двумя узкими полосами по 20–25 км отнесены к землям с покрышками второго и третьего класса.

На этой территории выделена Уренгойско-Заполярно-Харампурско-Толькинская тектонически активная зона, уходящая в Колтогорский мегапрогиб. Высокая плотность разломов подтверждается на Бахиловском, Русском, месторождениях.

На северо-востоке и востоке, где васюганская свита замещается сивовской и точинской – экраном служит точинская. Она обладает хорошими экранирующими свойствами, её толщина 20–50 м и она сложена глинами аргиллитоподобными, темносерыми с редкими прослойками песчаников и алевролитов, которые выделяются как пласт СГ₈, покрышка вмещает много фауны, в том числе аммонитов, возраст её бат-келловейский в подошве встречается пласт Ю₂⁰, толщиной около 10 метров, сложенный базальными песчаниками и алевролитами, но они относятся к среднеюрскому НГК.

На юго-востоке, где васюганская свита замещается наукской, покрышка ухудшается, так как сложена преимущественно континентальными фациями. Свита представлена частым чередованием песчаников, алевролитов и глин с многочисленными углистыми прослойками, стяжениями пирита, фауна практически отсутствует. В подошве залегает глинистый пласт, толщиной 10–15 м, который и является покрышкой.

Большая часть фациального района распространения наукской свиты выделена

нами как район преимущественно с низкими экранирующими свойствами, на фоне которого отдельные участки характеризуются средними экранирующими свойствами, они приурочены преимущественно к Усть-Тымской, Владимирской впадинам и Касскому прогибу; или расположены вблизи границ замещения свит, когда морские фации ещё встречаются в подошве наукской свиты. Она раскрывается на юго-востоке при замещении её пестроцветными отложениями тяжинской свиты.

На юго-западном обрамлении распространена покрышка с пониженными экранирующими свойствами. На Висимском мегавалу покрышки нет, она выклинивается. В Ляпинском мегапрогибе, его центральной части, в разрезе скважины 31 выделяется хороший экран.

Итак, заканчивая описание экранирующих свойств покрышки над среднеюрским нефтегазоносным комплексом отметим, что эта региональная покрышка имеет площадь примерно 2.5 млн км² и определяет региональный характер нефтегазоносности среднеюрского комплекса. Залежи открыты преимущественно на территории распространения покрышки с хорошими экранирующими свойствами, обусловленными как толщиной (более 30 м), так и морскими фациями, слагающими её разрез.

Весь разрез средней юры представляет единый нефтегазоносный объект, леонтьевский горизонт является локальным экраном, не выдержаным по площади, под ним открыты единичные залежи в пластах Ю₅ и Ю₆.

Экранирующие свойства лайдинского горизонта, флюидоупора над нижнеюрским нефтегазоносным комплексом

Этот горизонт экранирует нижнеюрский нефтегазоносный комплекс и непосредственно надояхский проницаемый горизонт (рис.3). По сравнению с вышеописанным васюганским экраном он имеет по площади более изменчивые экранирующие свойства. Лучшими экранирующими свойствами он обладает в арктических районах – в Ямalo-Гыданской фациальной зоне. С Ямала эта зона хороших покрышек простирается на юг во Фроловскую мегавпадину, охватывая ее северную часть, и

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

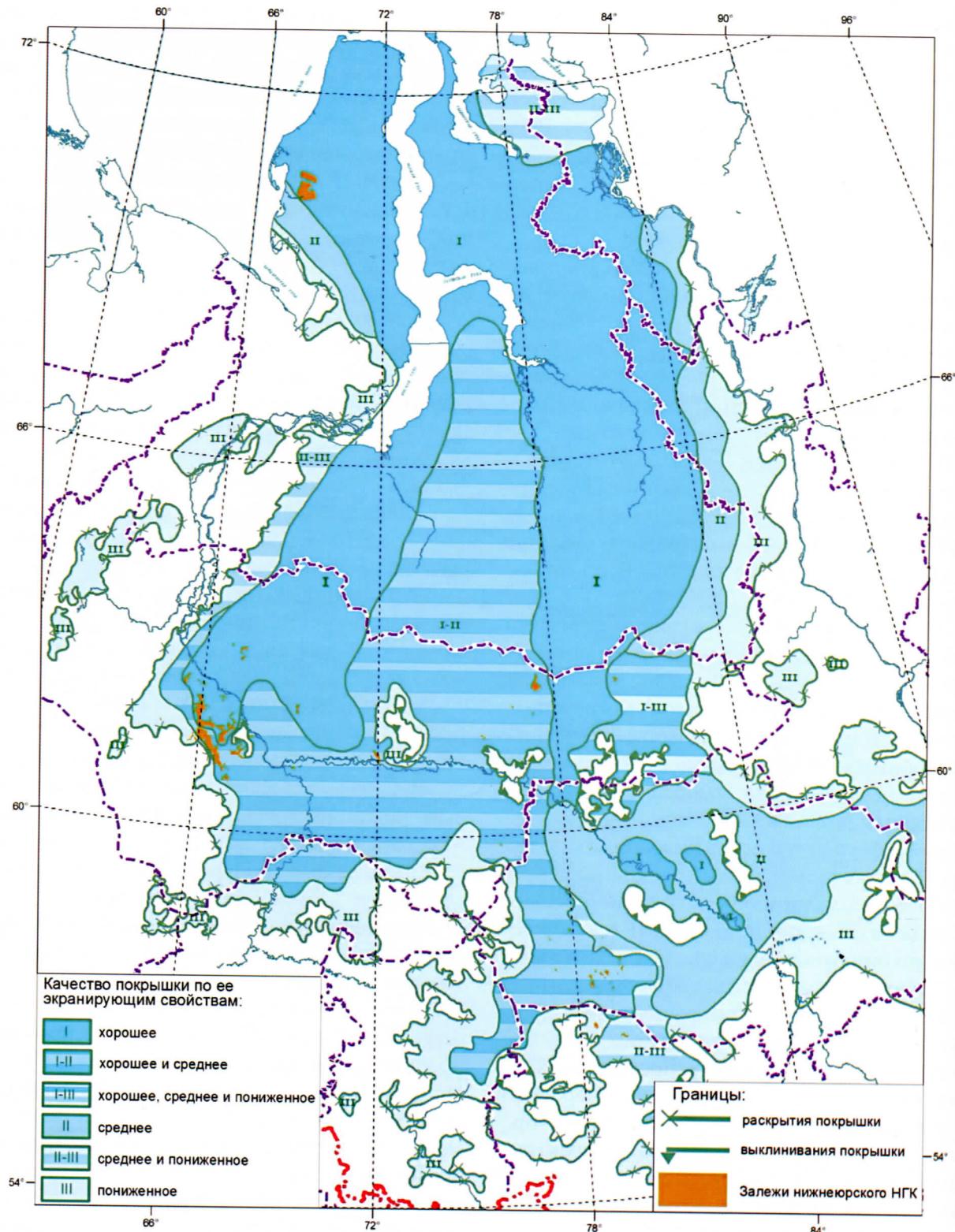


Рис. 3. Карта экранирующих свойств лайдинского горизонта

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

прогибы Красноленинской НГО (Бобровский, Шеркалинский). В этом НГК под радомской пачкой глин толщиной 30-35 м открыта крупная залежь нефти – Талинская. Глины, образующие экран, коричневато-черные, прослойми битуминозные, с линзами песчаников и алевролитов. С Гыданского полуострова зона с высокими экранирующими свойствами этой покрышки протягивается далеко на юг в Толькинский мегапрогиб, шириной 7150 км между меридианами 78° в.д. и 84° в.д. Она осложняется двумя крупными тектонически активными рифтовыми зонами, вероятно ухудшающими ее экранирующие свойства и субмеридиональными напряжениями Уренгойско-Харампурской зоны.

Между этими зонами выделяется область распространения покрышек I и II класса – хороших и средних по экранирующим свойствам, которая объединяет Среднеобскую НГО, Северный свод, южную часть Фроловской, Юганскую, Нюрольскую мегавпадины и Колтогорский мегапрогиб. На юго-востоке – Томских землях распространены преимущественно покрышки средних экранирующих свойств, в разрезе глин появляется много углистых прослоев, только в небольших прогибах Усть-Тымской впадины, где толщина покрышек достигает 30-35 м – покрышки оцениваются с более высокими экранирующими свойствами.

Узкой полосой по направлению к восточному и западному обрамлению распространены покрышки II – III класса и III – с низкими экранирующими свойствами.

Покрышка на востоке распространяется значительно южнее, чем на западе, но экранирующие ее свойства ниже. Однако здесь открыто 15 залежей нефти на землях с I-II классом покрышки и две – II-III класса, мелких по запасам нефти.

Установленная нефтегазоносность нижне-юрского комплекса пока не позволяет делать оптимистичные прогнозы на поиски нефти; по состоянию на 01.01.2007 года на Ямале открыты две залежи на Бованенковском месторождении, в 2007 году выявлена конденсатная залежь в пласте Ю₁₁ на Западно-Ярудейском ме-

сторождении. Из этих же отложений в соседней скв.2 получен непромышленный приток нефти.

Экранирующие свойства китербютского горизонта – флюидоупора (тогурской пачки)

Китербютский горизонт является покрышкой над проницаемым шараповским горизонтом, объединяющим группу пластов Ю₁₁. Его экранирующие свойства ухудшаются с севера на юг и по направлению к палеозойскому обрамлению. Всю территорию бассейна формирования горизонта – флюидоупора можно разделить на три области: арктическую, северную и южную, юго-восточную (рис. 4).

В арктической области, где покрышкой является китербютская свита, ее разрез характеризуется наиболее высокими экранирующими свойствами – I класса. Она сложена аргиллитоподобными глинами преимущественно тонкоотмыченными с очень редкими прослойями алевролитов, с включениями пирита, комплексов фораминифер и двустворок, толщиной от 40-50 м до 75-85 м. Эта территория ограничивается на юге широтой 69-68° 30' с.ш., к ней с запада и северо-востока примыкают полосы шириной 25-75 км с покрышками средних и высоких экранирующих свойств I-II класса, которые по центру бассейна уходят тремя заливами на юг:

- на западе до широт 61° с.ш. (Фроловская, Красноленинская НГО);
- в центре до широты 62° с.ш., северных окраин Вартовского и Александровского сводов;
- на востоке по Ларьеганскому мегапрогибу до широты 60° 30' с.ш.

Преобладают в этой области покрышки с высокими экранирующими свойствами.

Третья область – южная, юго-восточная охватывает территорию Среднего Приобья и юго-восточные земли до широты 56° с.ш. Для нее характерны большие зоны отсутствия покрышки, она выклинивается на возвышенности, приуроченных к раннеюрским сводам и мегавалам.

Выклинивание покрышки не совпадает с выклиниванием под ней песчаных пластов, покрышка на возвышенности имеет несколько

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

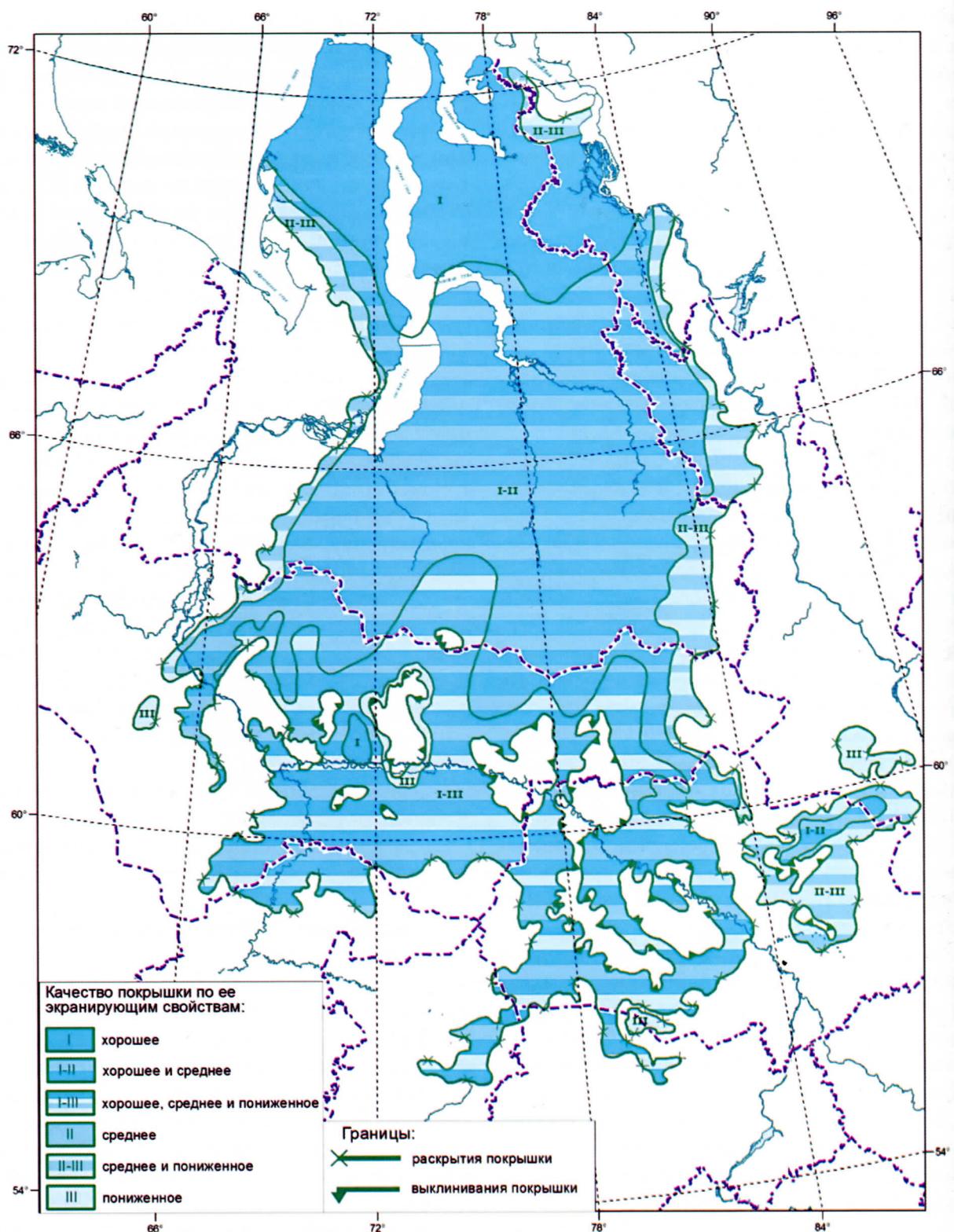


Рис. 4. Карта экранирующих свойств кимеридгского горизонта

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

большую площадь распространения, чем проницаемый горизонт под ней, что обуславливает отсутствие раскрытия ее на возвышенностях и дополнительное боковое экранирование. На территории этой области распространены все три класса покрышек.

С низкими экранирующими свойствами встречаются покрышки вблизи границы раскрытия и реже – вблизи их выклинивания, но преобладающее распространение имеют покрышки с хорошими экранирующим свойствами, особенно в морских заливах и впадинах, где в спокойных часто пресноводных бассейнах накапливались глины. Мощность покрышки в этой области меняется резко от 0 до 40-50 м (Усть-Тымская впадина, Михайловский мегапрогиб), но чаще не превышает 30-35 м.

Экранирующие свойства левинского горизонта – флюидоупора

Только на территории Ямало-Гыданской области этот экран представлен аргиллитоподобными глинами левинской свиты, на остальной территории – ягельной свиты.

Всю площадь бассейна, в котором накапливались эти глины можно разделить на три области: арктическую, северную и южную (рис. 5).

В арктической области покрышка сложена глинами с высокими экранирующими свойствами I класса. Она вскрыта в области четырьмя скважинами. Вскрытая бурением толщина составляет в Сузунской скв.4 – 65 м (фундамент не вскрыт), Бованенковской скв.97 – 90 м, но эти скважины пробурены на границе этой области. На остальной территории толщина ее по прогнозу превышает 100-150 м.

Покрышка представлена аргиллитоподобными глинами алевритистыми с прослойями алевролитов и включениями гравия и гальки, которые ухудшают ее свойства, но достаточно большая толщина нивелирует этот недостаток. Большое отрицательное влияние оказывает глубина. Она предполагается равной в центральной части области около 4,5-5 км и предполагается, что на территории сочленения арктических геоблоков и рифтовых систем экранирующие способности покрышки будут ухудшаться.

Эта область на западе и частично на востоке окружена 25-50 км полосой распространения экранов I – II класса хороших и средних экранирующих свойств. Между широтами 64° и 69° 30' выделяется северная область распространения покрышки I и II класса. Здесь толщина покрышки достигает максимальных значений в Большехетской впадине (до 250-300 м), а к востоку от меридиана 78° в.д. мощность ее становится 100-50 м, такая же и в северной части Фроловской и Надымской впадин. Количество прослоев песчаников и алевролитов в разрезе увеличивается, экранирующие свойства ухудшаются к югу и палеозойскому обрамлению особенно на востоке. Эту область окаймляет со всех сторон полоса шириной до 100-150 км распространения коллекторов средних и низких экранирующих свойств. На западе она распространяется до широты 63° 30'.

В южной области покрышка распространена мозаично – в прогибах, впадинах, куда заходило море, граница раскрытия покрышки совпадает с границей выклинивания. Большая часть территории была занята денудационными возвышенностями (местными источниками сноса терригенного материала). Толщина покрышки достигает 15-20 м, но обычно меньше 10 м.

Залежей на территории этой области не открыто, хотя единичные нефтепроявления в северной части наблюдались, остальная территория распространения покрышки III класса коллекторов слабо изучена бурением, поэтому преждевременно делать выводы о контроле нефтегазоносности левинским флюидоупором, тем более что в первых двух областях экранирующие свойства будут ухудшаться на таких больших глубинах в тектонически активных зонах.

Итак, заканчивая рассмотрение экранирующих свойств покрышек, еще раз отметим, что наилучшими экранирующими свойствами в разрезе нижней средней юры обладает васюганский глинистый горизонт, экранирующий среднеюрский нефтегазоносный горизонт, в котором открыта наибольшая часть залежей в кровле комплекса, и лайдинский горизонт (радомская пачка), экранирующий нижнеюрский

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

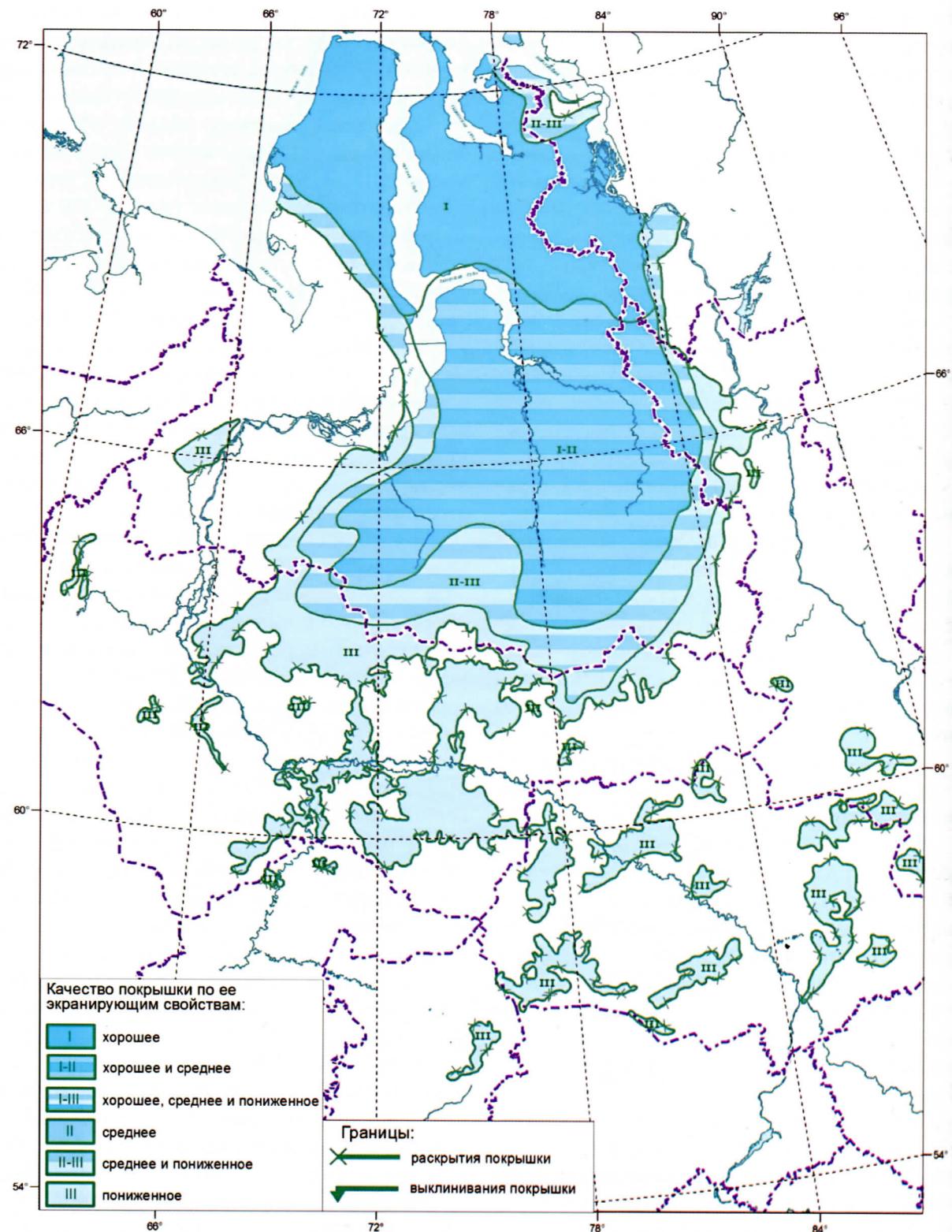


Рис. 5. Карта экранирующих свойств левинского горизонта

нефтегазоносный комплекс, в котором открыты примерно 25 залежей преимущественно мелкие за исключением одной крупной – Талинской.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров Э.А. Принципы выделения и классификация нефтегазоносных комплексов и покрышек. – Губкинские чтения. – М. – 1972. – С. 124-171.

2. Мясникова Г.П. Строение нефтегазоносных комплексов и покрышек Западной Сибири / Автореф. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук. Тюмень. – 1972. – 24 с.

3. Несторов И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 15. – М. – Недра. – 1969. – 335 с.

4. Несторов И.И., Ушатинский И.Н. Экранирующие свойства глинистых пород над залежами нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. – Сов. геология. – 1071. – № 5. – С. 51-63.

5. Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 49. – М. – Недра. – 1972. – 118 с.

6. Ушатинский И.Н., Бабицын, Бачурин А.К. и др. Методика и результаты изучения минералогии глин продуктивных отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Выпуск 35. – Тюмень. – 1970. – 313 с.

7. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. – М. – Недра. – 1982. – 215 с.

8. Змановский Н.И. Динамика тектонических процессов/ Методология прогноза нефтегазоносности. – Тюмень. – Труды ЗапСибНИГНИ. – 1988.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНОГО РЕЗЕРВУАРА БВ₁₁₋₁₄ ТОЛЬКИНСКОГО МЕГАПРОГИБА В ПРЕДЕЛАХ ХМАО – ЮГРЫ

Е.А. Кренинг, Т.В. Рубина, Н.И. Добрынина
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шильмана»)

Изучаемая территория находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, с севера и юга ограничена административной границей округа.

Согласно схеме нефтегеологического районирования расположена на стыке Александровского и Бахиловского НГР Васюганской НГО – на востоке, Варьеганского НГР Надым-Пурской НГО – на западе и частично Вартовского НГР Среднеобской НГО – на юго-западе. Граница между Васюганской и Надым-Пурской нефтегазоносными областями практически делит рассматриваемый район на две части в меридиональном направлении (рис. 1).

Резервуар БВ₁₁₋₁₄ неокомского нефтегазоносного комплекса имеет сложное геологическое строение, прежде всего, из-за своей тектонической приуроченности к Колтогорско-Толькинской шовной зоне. Это крупная и сложнопостроенная отрицательная структура, в осевой части которой на изучаемой территории расположено два прогиба – Толькинский и Южно-Толькинский. По восточному борту находятся Александровский и Бахиловский мегавалы, соединенные между собой Хохряковской мегаседловиной. По западному борту – Тагринский мегавал (рис. 2). Эти тектонические структуры имеют многочисленные разломы, особенно восточный склон Тагринского мегавала, который испытывал интенсивный постсенональный рост (рис. 4). Сопряженные с этими структурами мегапрогибы, в частности Колтогорский и Толькинский, а также Южно-Толькинский прогиб, в этот период характеризуются по-

гружением. Вследствие этого резервуар БВ₁₁₋₁₄ оказался в зоне тектонического напряжения. Редкая сеть поисково-разведочных скважин, резкая литологическая изменчивость пластов в пределах одной площади и активная тектоника обусловили трудности корреляции и прослеживания площадного распространения пластов БВ₁₁₋₁₄ как по сейсмике, так и по бурению. Поэтому в настоящее время существуют разные взгляды на геологическое строение данного резервуара. Авторы статьи предлагают свою точку зрения.

Согласно региональной модели строения берриас-аптского осадконакопления [1] ачимовские отложения сформировались в процессе бокового заполнения морского осадочного бассейна, недокомпенсированного в центре, и постепенного увеличения площади прибрежных аккумулятивных равнин Западно-Сибирского бассейна.

По региональным стратиграфическим схемам [2, 3] разрез осложненного комплекса неокомских отложений, к которым относятся рассматриваемые пласти БВ₁₁-БВ₁₄, представлен вартовским типом. Это мегионская и вартовская свиты (снизу вверх) в западной части рассматриваемой территории (Варьеганский НГР), куломзинская, тарская и вартовская свиты в восточной части (Бахиловский и Александровский НГР). Стратотипом служит разрез скв. 22 Нижневартовской площади.

Разрез мегионской свиты (берриас-нижний валанжин) имеет двуслойное строение. Толща 1 (подачимовская) мощностью до 25 м сложена глубоководными глинами темно-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

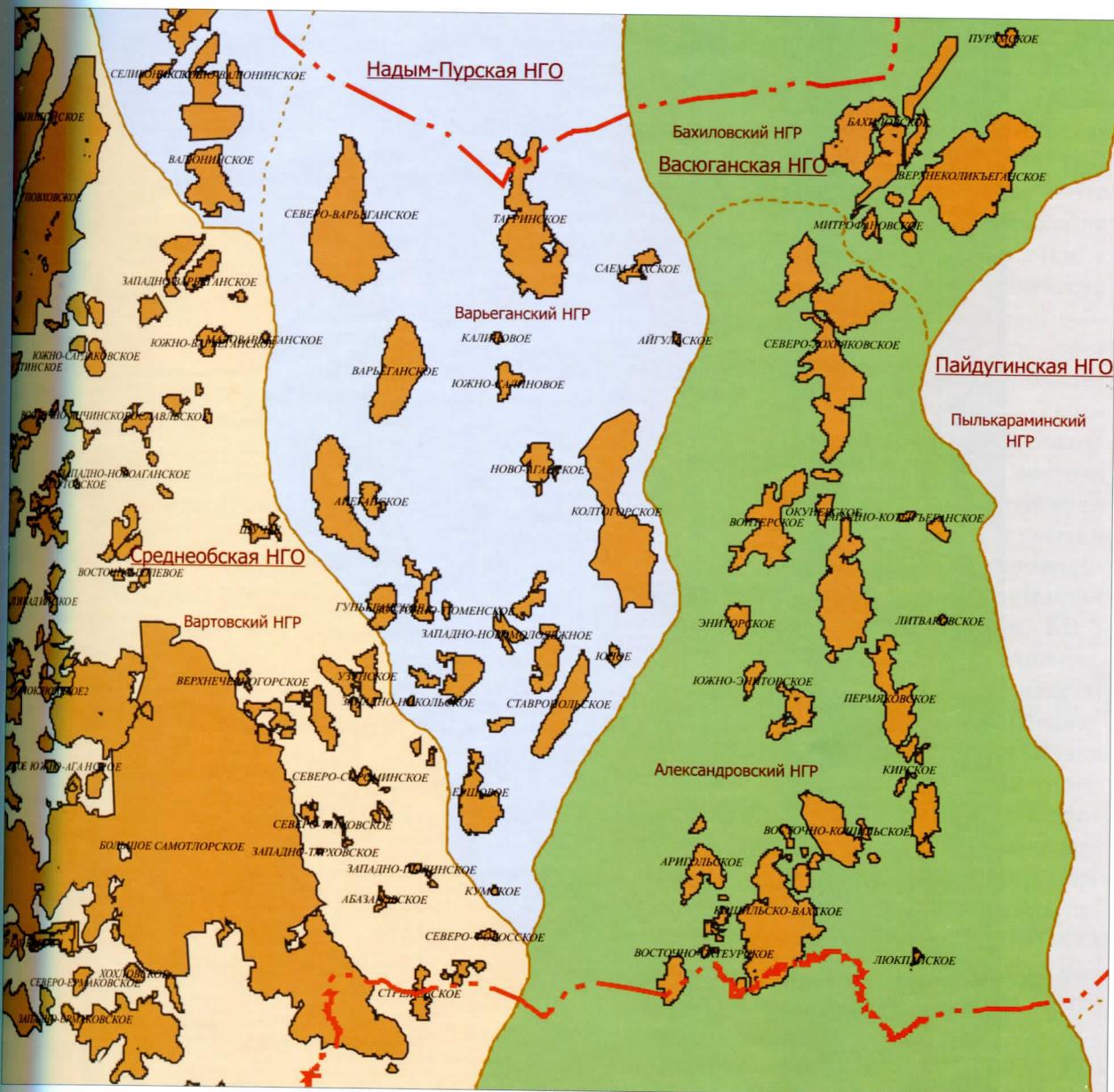


Рис. 1. Схема нефтегеологического районирования изучаемого района

серыми, аргиллитоподобными, прослойями слабобитуминозными, с горизонтальной ми-крослоистостью. Толща 2 (ачимовская) сло- жена песчаниками серыми, преимуществен- но мелкозернистыми, полимиктовыми и алев- ролитами крупнозернистыми с однородной и слоистой текстурой.

Песчаники образуют линзообразные тела, разделенные аргиллитоподобными темно-серыми глинами, и соответствуют пластам Ач(БВ₁₁₋₁₄) (рис. 3).

Отложения мегионской свиты подстилаются битуминозными отложениями баженовской свиты. В разрезе мегионской свиты про-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



Рис. 2. Фрагмент Тектонической карты центральной части ЗСП (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

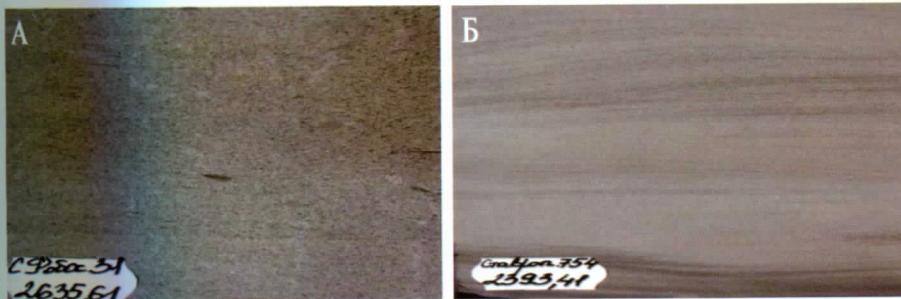


Рис. 3. Характеристика фациальных обстановок по керну (пласти Aч(БВ₁₁₋₁₄).
А – скважина Северо-Фобосская 31 Ач(БВ₁₁). Песчаник тонкозернистый
массивный с включением интракластов глинистых пород и рассеянным УРД.
Фация средних турбидитов; Б – скважина Ставропольская 754 Ач(БВ₁₂).
Песчаник тонко-мелкозернистый с рябью течения. Фация проксимальных
турбидитов

слеживаются наиболее выдержаные по площади глинистые пачки: тагринская, бахиловская и новомолодежная, которые являются покрышками пластов БВ₁₀, БВ₁₁₋₁₄ и БВ₁₅₋₁₆ соответственно. Венчает разрез свиты самотлорская пачка глин, которая является покрышкой для пластов БВ₈₋₉.

В Александровском и Бахиловском НГР стратиграфический аналог мегионской свиты – куломзинская и тарская свиты.

Куломзинская свита берриас-валанжинского возраста сложена мелководно-морскими уплотненными глинами с прослойми песчаников и алевролитов. Кровельная часть свиты сложена тонкими глинами с редкими прослойями алевролитов. Это одноименная куломзинская пачка, которая является репером для пластов БВ₁₂₋₁₄. Она развита неповсеместно и хорошо выделяется на Бахиловской и Тагринской площадях. Подстилается куломзинская свита битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Сверху куломзинскую свиту перекрывают песчано-глинистые отложения тарской свиты валанжинского возраста. В кровельной части тарской свиты залегает самотлорская пачка, ниже по разрезу прослеживаются тагринская и бахиловская пачки, которые являются покрышками пластов БВ₈₋₉, БВ₁₀ и БВ₁₁₋₁₄, соответственно.

Покрышкой резервуара БВ₁₁₋₁₄ служит бахиловская трансгрессивная глинистая пачка. Западная граница резервуара – это граница примыкания бахиловской пачки к кровле баженовской свиты. Она имеет субмеридиональное простижение и проходит по восточным склонам Нижневартовского свода. С востока резервуар ограничен линией раскрытия

бахиловской пачки, также субмеридионального простириания. Куломзинская глинистая пачка, прослеживаемая над пластом БВ₁₂, имеет меньшее площадное распространение, чем бахиловская пачка глин, поэтому пласти БВ₁₁₋₁₄ образуют единый с точки зрения нефтегазоносности резервуар. Бахиловская пачка представлена в основном глинистыми отложениями и имеет зональный характер распространения, т.к. наличие плотных тонкоотмученных глин, свидетельствующих о хороших качествах покрышки, можно наблюдать на Бахиловской и Тагринской площадях. Пачка хорошо выделяется по данным ГИС и по материалам сейсморазведки. Толщина ее изменяется от 4 до 20 м.

Подошвой резервуара БВ₁₁₋₁₄ являются отложения баженовской и георгиевской свит, выделение которых по данным ГИС не вызывает затруднений. Исключение составляют зоны с аномальным строением баженовской свиты.

По сейсмическим данным кровля резервуара контролируется отражающим горизонтом НБВ₁₁, приуроченным к бахиловской пачке, а подошва резервуара – отражающим горизонтом «Б» (кровля баженовской свиты) (рис. 4).

Абсолютные отметки залегания кровли резервуара меняются с юго-запада на северо-восток от -2130 до -3100 м. Следовательно наблюдается погружение структурного плана в

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

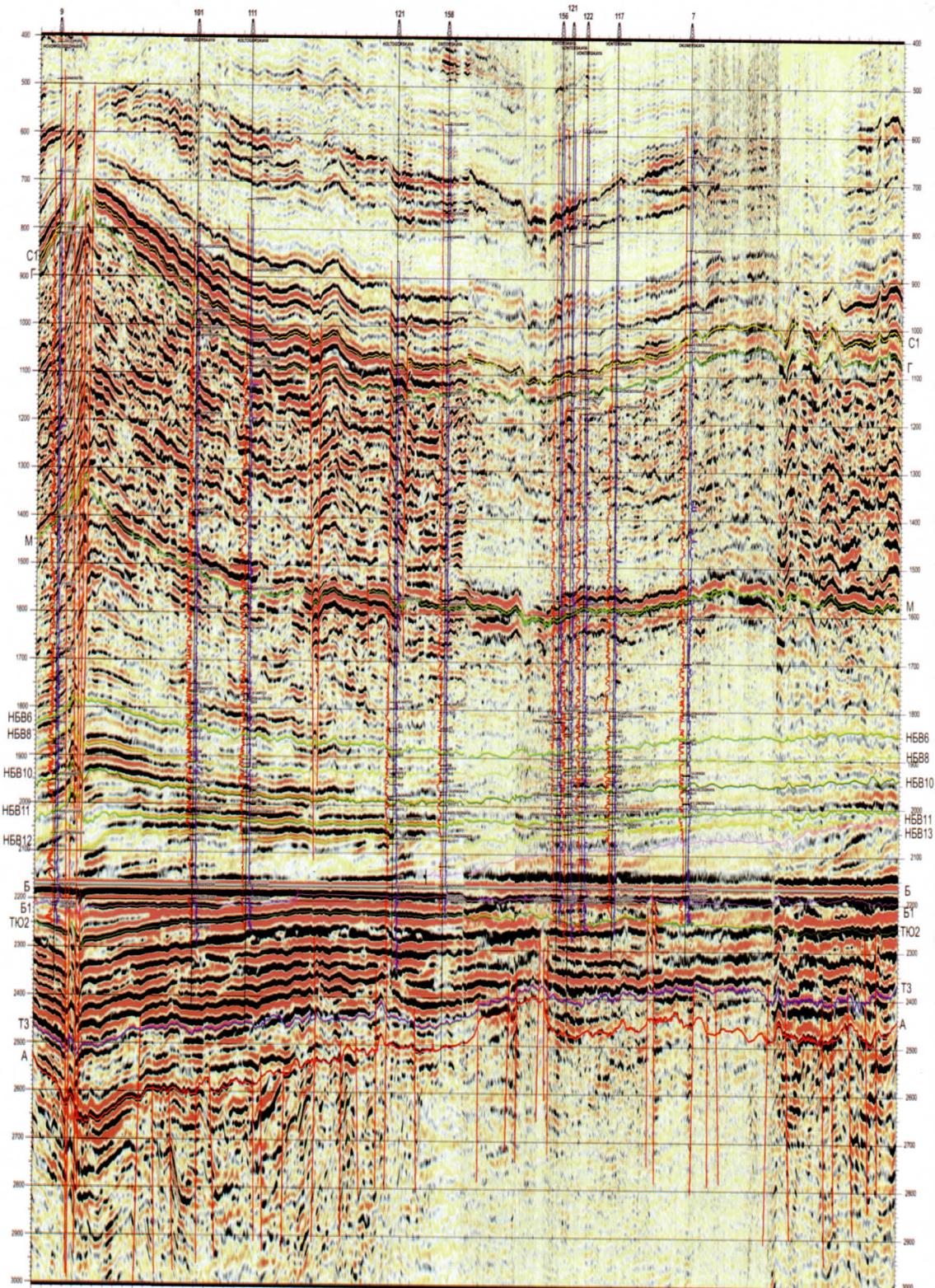


Рис. 4. Сейсмический разрез по линии скважин 9 Новомолодежная – 7 Окуневская

северном направлении Толькинского мегапрогиба (рис. 5).

Корреляция неокомских отложений (рис. 6) выполнена по данным геофизических исследований в скважинах, а также по данным региональных и площадных сейсмических работ. В 2013-2015 гг. были проведены полевые сейсморазведочные работы по региональному профилю 106. Он проходит практически по осевой части Котлогорско-Толькинской шовной зоны.

На рис. 7 показана северная часть этого профиля и изученность сейсморазведочными и буровыми работами в непосредственной близости от него [4]. Увязка результатов работ по профилю 106 с сейсмическими материалами прошлых лет и данными бурения скважин позволила уточнить границы резервуара БВ_{11-14} . Это привело к смещению в западном направлении линии приклинивания пластов БВ_{11-14} к кровле баженовской свиты (см. рис. 5).

Перспективы нефтегазоносности резервуара БВ_{11-14}

В изучаемом районе залежи в неокомском нефтегазоносном комплексе открыты на Тагринском, Новоаганском и Новомолодежном (Тагринский мегавал), на Северном (Александровский мегавал) и Верхнеколикъеганском месторождениях (Бахиловский мегавал) (см. рис. 1).

Трудности прогноза и разработки литологически экранированных залежей обусловлены сложным строением и резкой фациальной изменчивостью отложений. Поэтому необходимо проведение палеофациальных реконструкций и моделирование процессов генерации и миграции УВ. Очевидно, что зоны развития улучшенных коллекторов связаны с определенными фациями. В континентальных условиях наилучшие коллекторы формируются руслами рек, а в прибрежно-морских условиях – приливной дельтой и волновой деятельностью в зоне вдольбереговых баров. На рис. 8 представлен фрагмент палеофациальной карты на время формирования резервуара пластов БВ_{11-14} , где показаны 4 конуса выноса, связанные с турбидитными потоками (ФГУ НПП «Геологоразведка», 2015 г.) [4]. Фации турбидитов являются перспективными в нефтегазоносном отношении, особенно вблизи линии выклинивания ачимовских коллекторов вверх по восстанию, где они образуют ловушки литологического типа. В рассматриваемом районе эти ловушки приурочены к склонам Тагринского, Бахиловского и Александровского мегавалов.

При выделении участков, перспективных для поиска залежей нефти в нижнемеловых отложениях, важным фактором является определение путей миграции УВ. В клиноформных резервуарах это зоны увеличенных толщин проницаемых пород. Предпосылки нефтегазоносности неокомского НГК, к которому относится резервуар пластов БВ_{11-14} , связаны с коллекторами ачимовских отложений, залегающими над нефтематеринской баженовской свитой и имеющих выдержанную глинистую покрышку – бахиловскую пачку.

На основе макроскопического изучения керна с построением литолого-седиментологических колонок (рис. 10-11, ФГУ НПП «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург, 2015 г.) [4] было уточнено строение нефтегазоносных толщ и выделены зоны развития неструктурных ловушек. На рис. 9 и 10 представлена литолого-седиментологическая колонка по скв. 31 Северо-Фобосской площади, в которой пласт БВ_{11} мегионской свиты представлен породами фации продельты и среднего конуса выноса дельты, АчБВ_{11} – породами фации дистальных турбидитов и АчБВ_{12} – фации проксимальных (средних) турбидитов [4].

В пределах Южно-Толькинского прогиба и Толькинского мегапрогиба зоны повышенных толщин проницаемых пород в сочетании с благоприятными структурными условиями представляют интерес для поиска залежей УВ в ачимовских отложениях при наличии надежных литологических экранов, т.е. в литоло-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

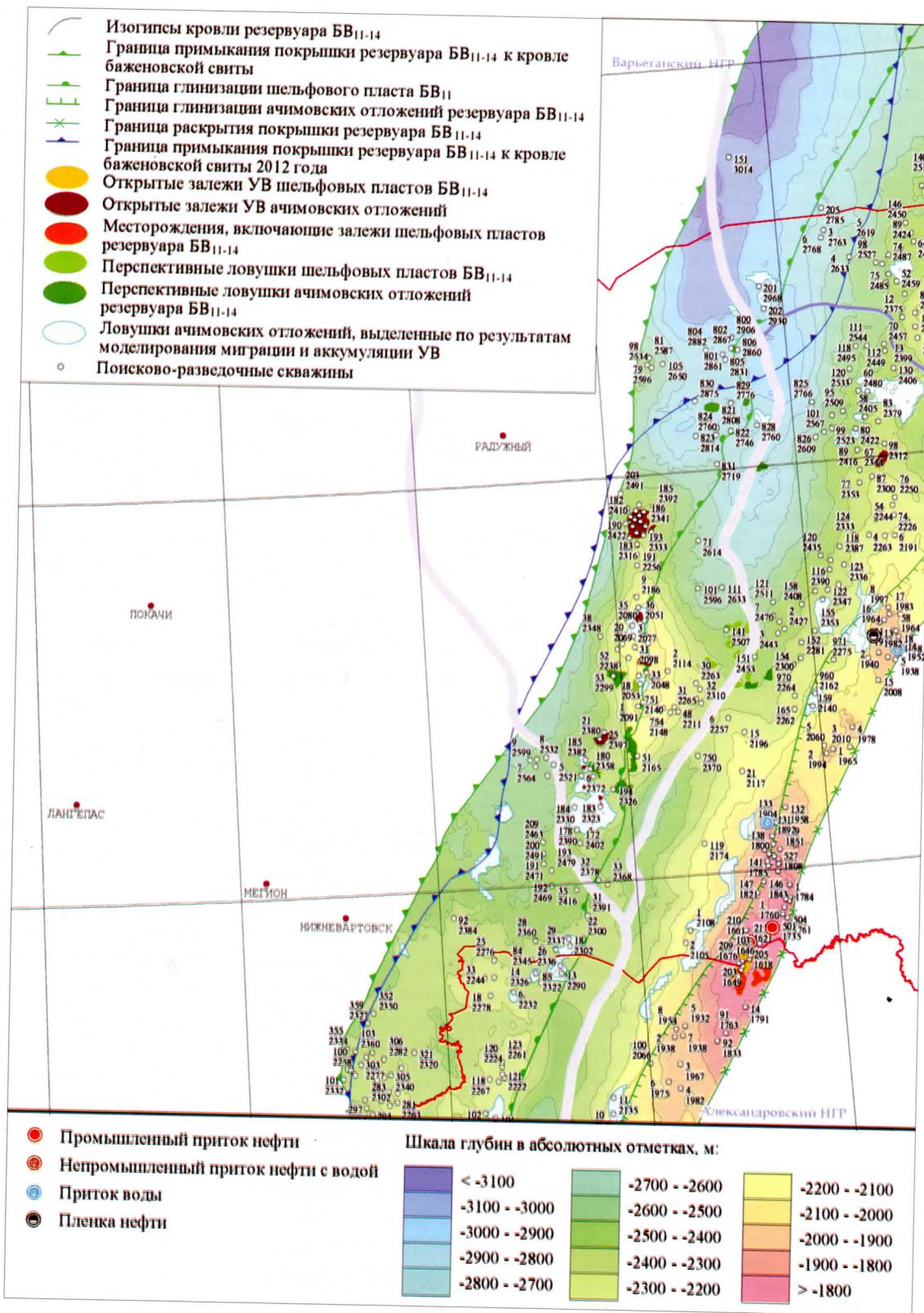


Рис. 5. Фрагмент карты строения и нефтегазоносности клиноформного резервуара БВ₁₁₋₁₄

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

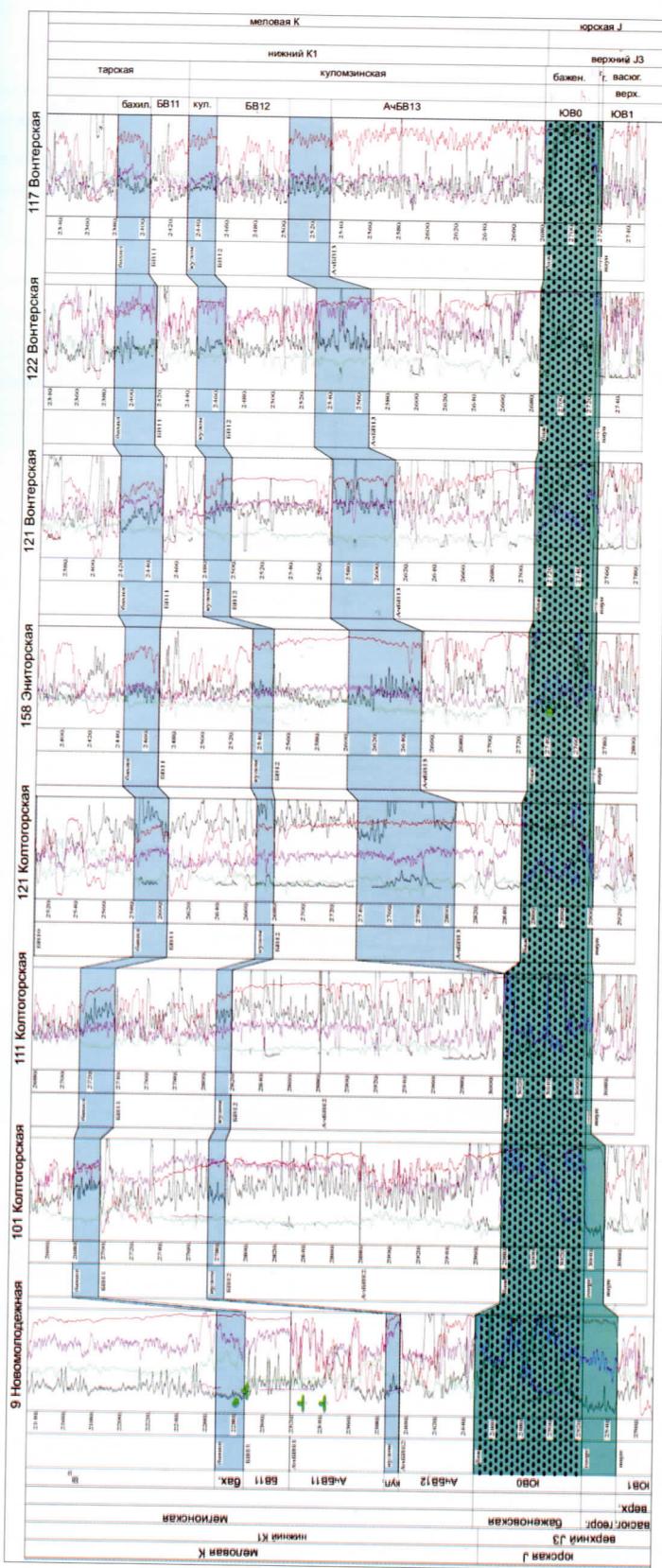


Рис. 6. Фрагмент схемы корреляции отложений клиноформного резервуара БВ₁₁₋₁₄ по линии скважин 9 Новомодежная – 117 Вонтерская

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

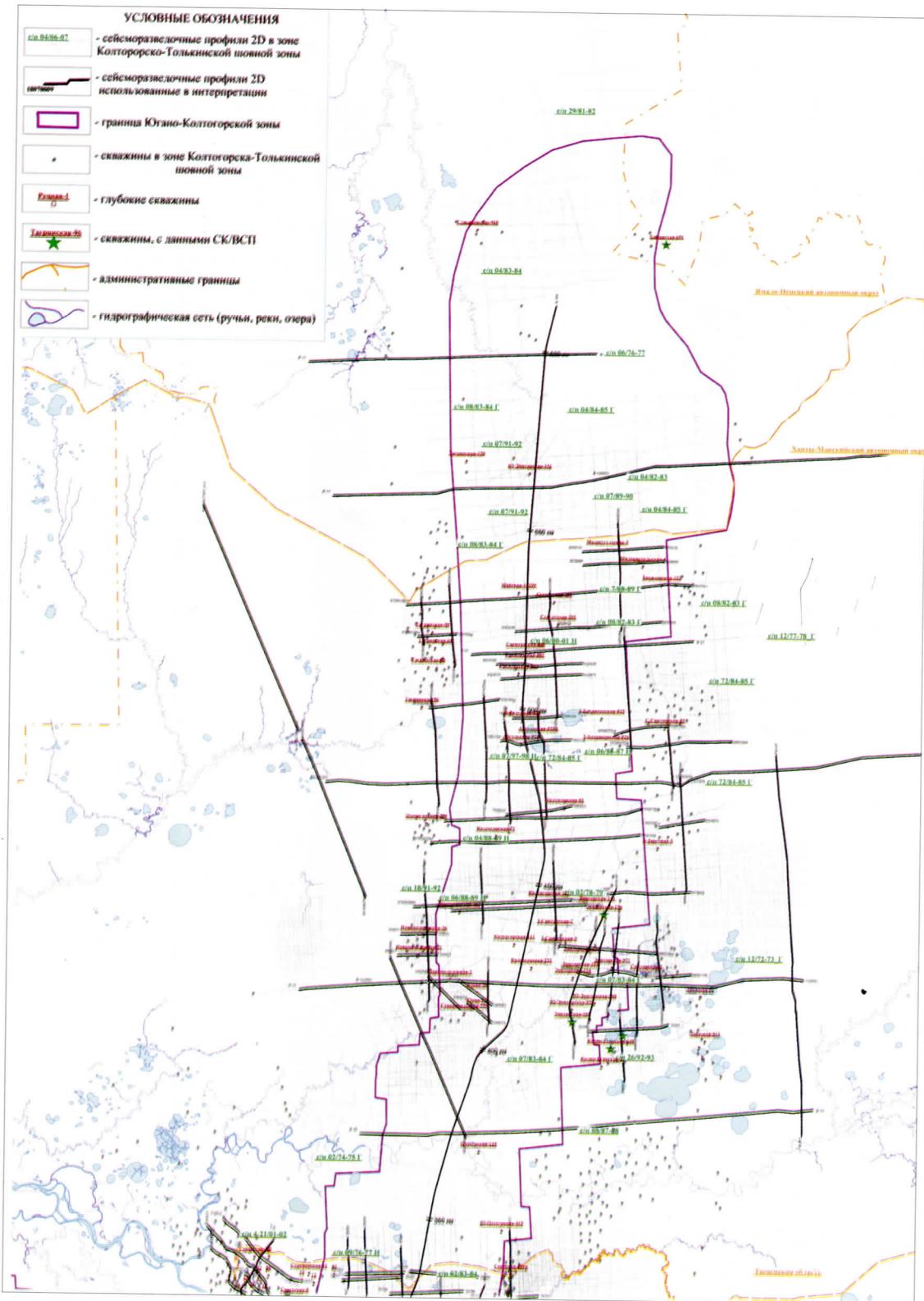


Рис. 7. Фрагмент северной части регионального профиля 106

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

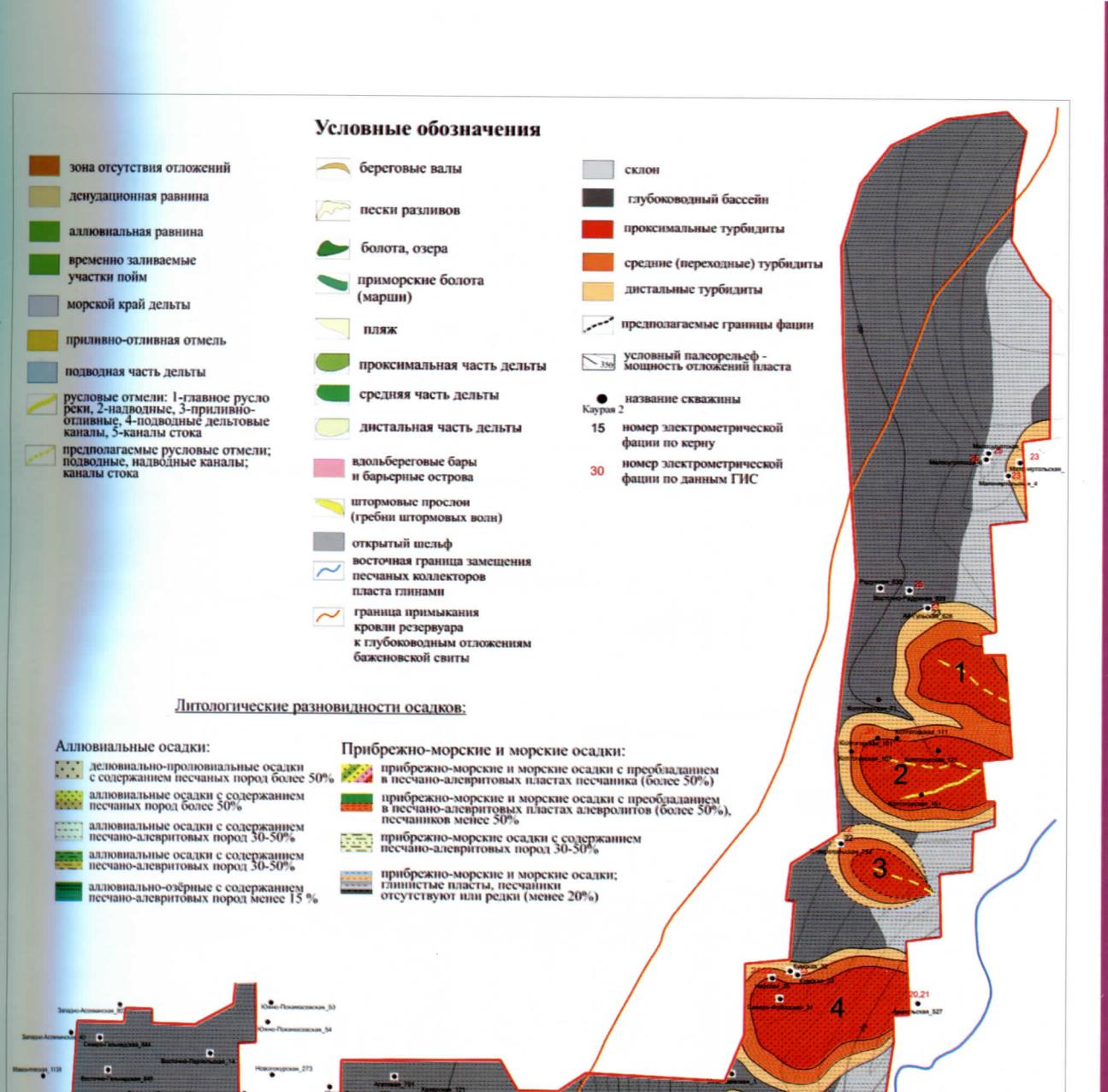


Рис. 8. Фрагмент палеофациальной карты на время формирования пластов БВ₁₁₋₁₄ (ФГУ НПП «Геологоразведка», 2015 г.)

гических и структурно-литологических ловушках. Кроме того, скопления УВ могут образоваться в зоне региональных разломов. С одной стороны, здесь существуют благоприятные условия для вертикальной миграции УВ, но, с другой стороны, разломы способны нарушить герметичность глинистых покрышек, что приводит к разрушению залежи.

По результатам моделирования миграции и аккумуляции УВ (ООО «Бейсип-ГеоТехнологии», г. Москва, 2015 г.) [4] в ачи-мовских отложениях выявлены ловушки, расположенные преимущественно на склонах мегавалов в центральной части Толькинского мегапрогиба и в районе Южно-Толькинского прогиба. Это районы Айгульской, Саем-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

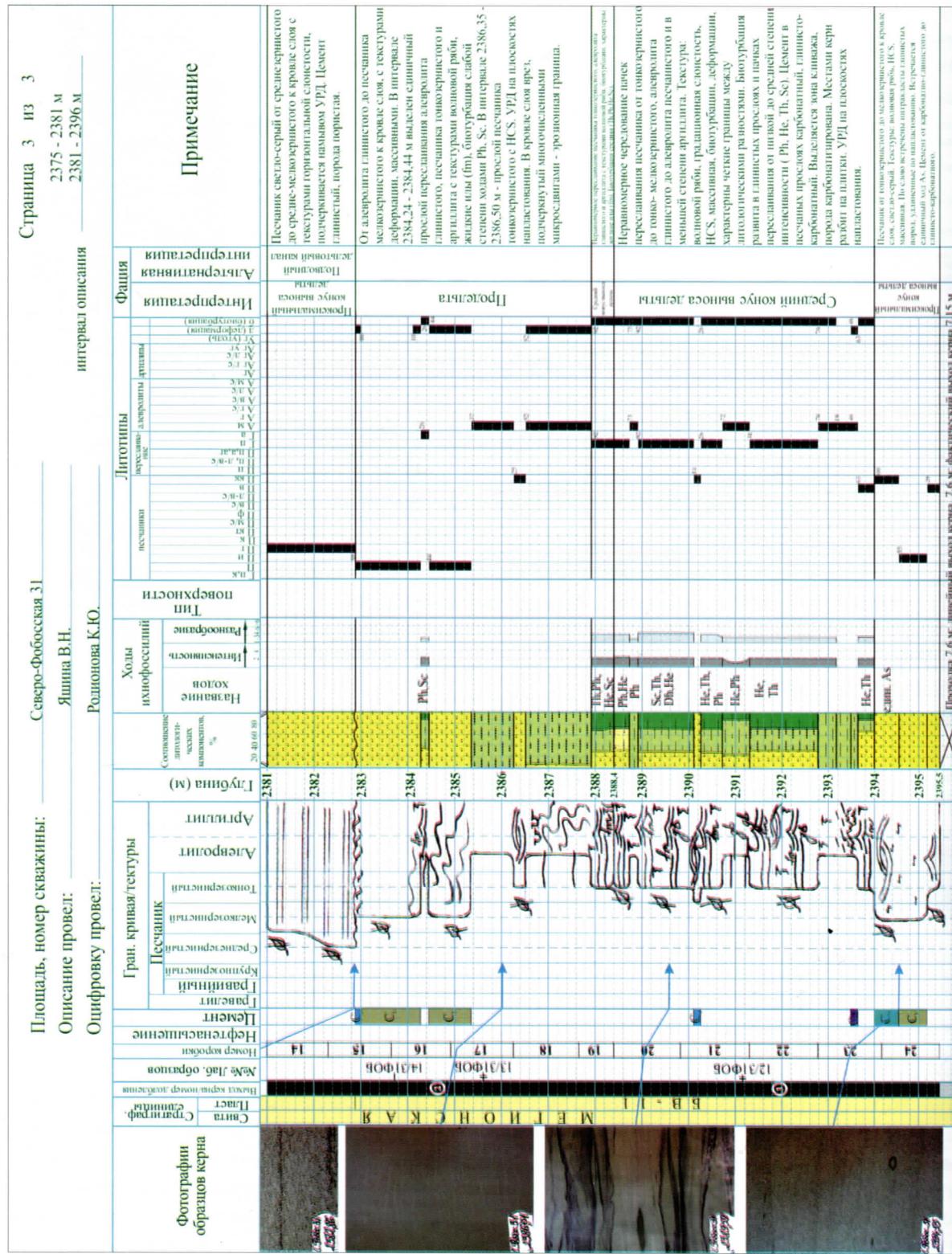


Рис. 9. Фрагмент алитогенного-седиментационной колонки по скв. 31
секция Фотинская пачка, пласт БВ, фитопланктон - гипоксантиновый, 2015 г.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

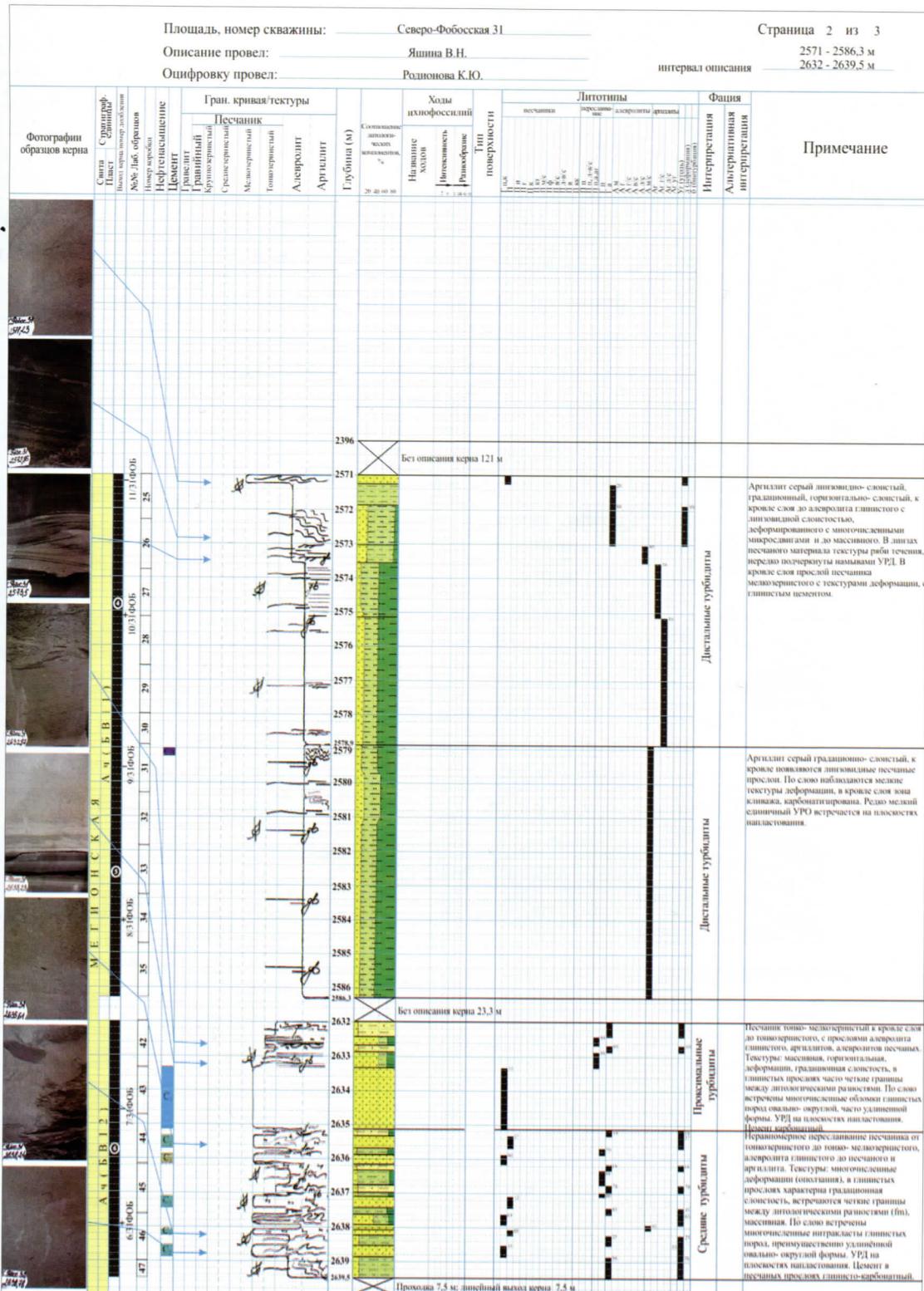


Рис. 10. Фрагмент литолого-седиментологической колонки по скв. 31 Северо-Фобосской площади, пласти АчБВ_{11,12} (ФГУ НПП «Геологоразведка», 2015 г.)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

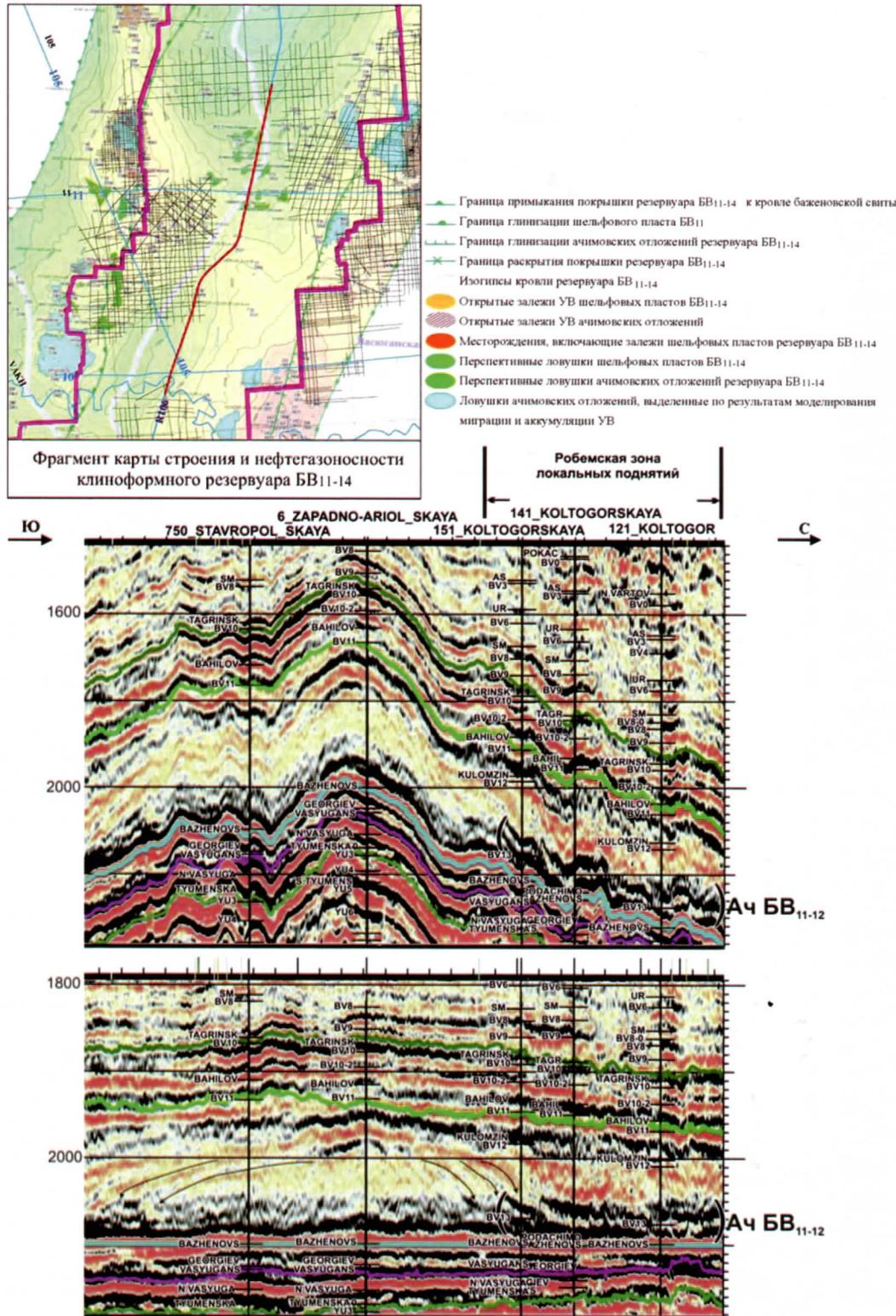


Рис. 11. Волновая картина в районе Робемской перспективной зоны по региональному профилю 106

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

такской, Северо-Сугултской, Эниторской, Южно-Эниторской, Воскресенской и Охтеу-рьевской площадей.

Так, в границах представленной территории выделены следующие зоны, перспектив-

ные для поиска УВ в ачимовских отложениях пластов БВ₁₁₋₁₄:

— Робемская и Саимтахская, выделенные при интерпретации сейсмического материала по региональному профилю 106, меридионально секущему Толькинский мегапрогиб и Южно-Толькинский прогиб (рис. 11, 12);

- восточный борт Южно-Толькинского прогиба (рис. 13);
 - район Айгульской площади (рис. 14, 15).

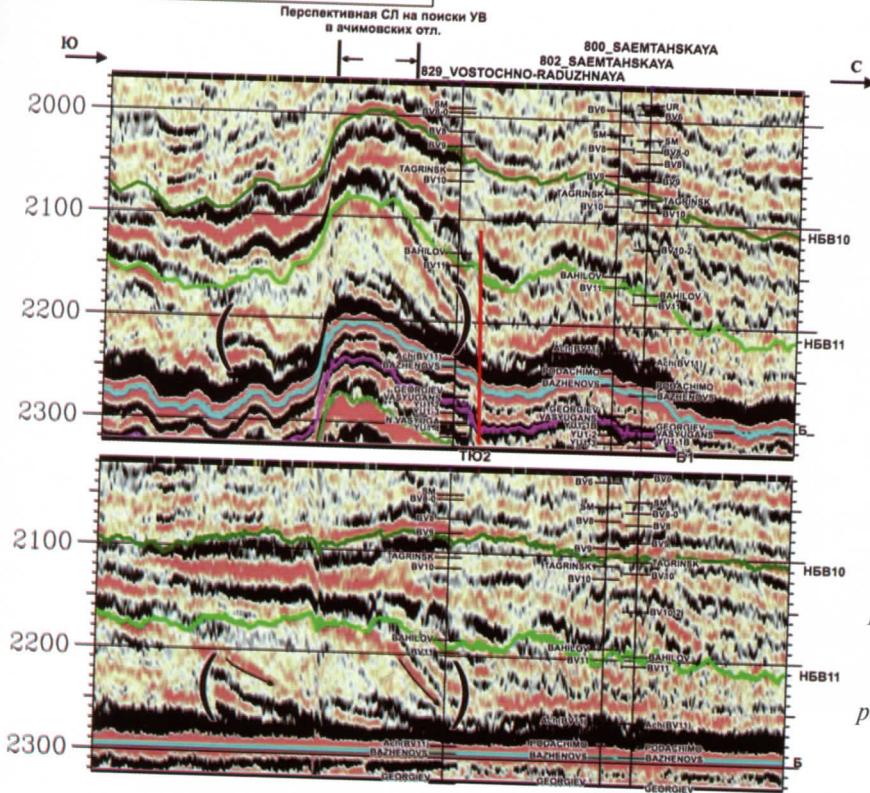
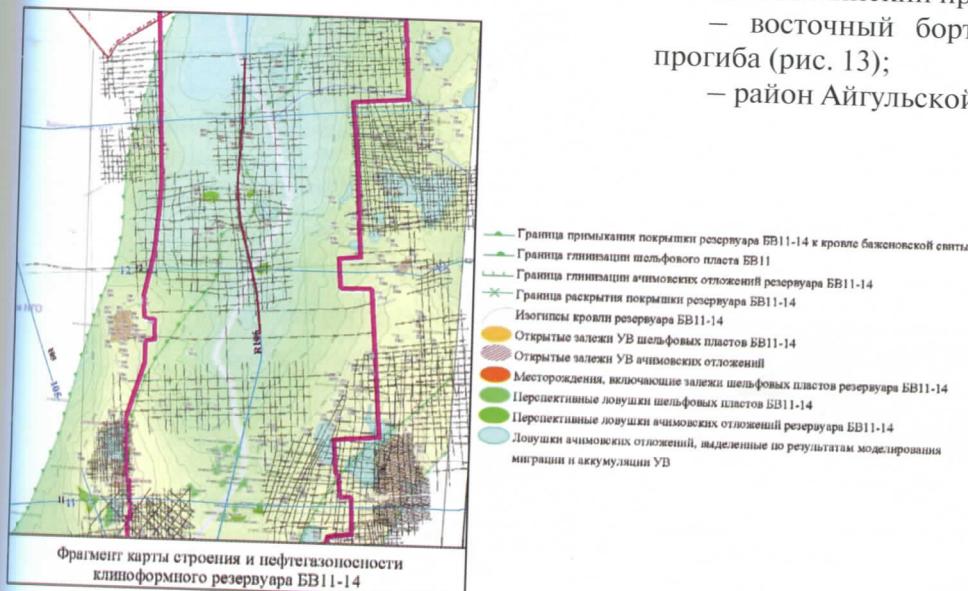


Рис. 12. Волновая картина в районе Саемтахской перспективной зоны по региональному профилю 106

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

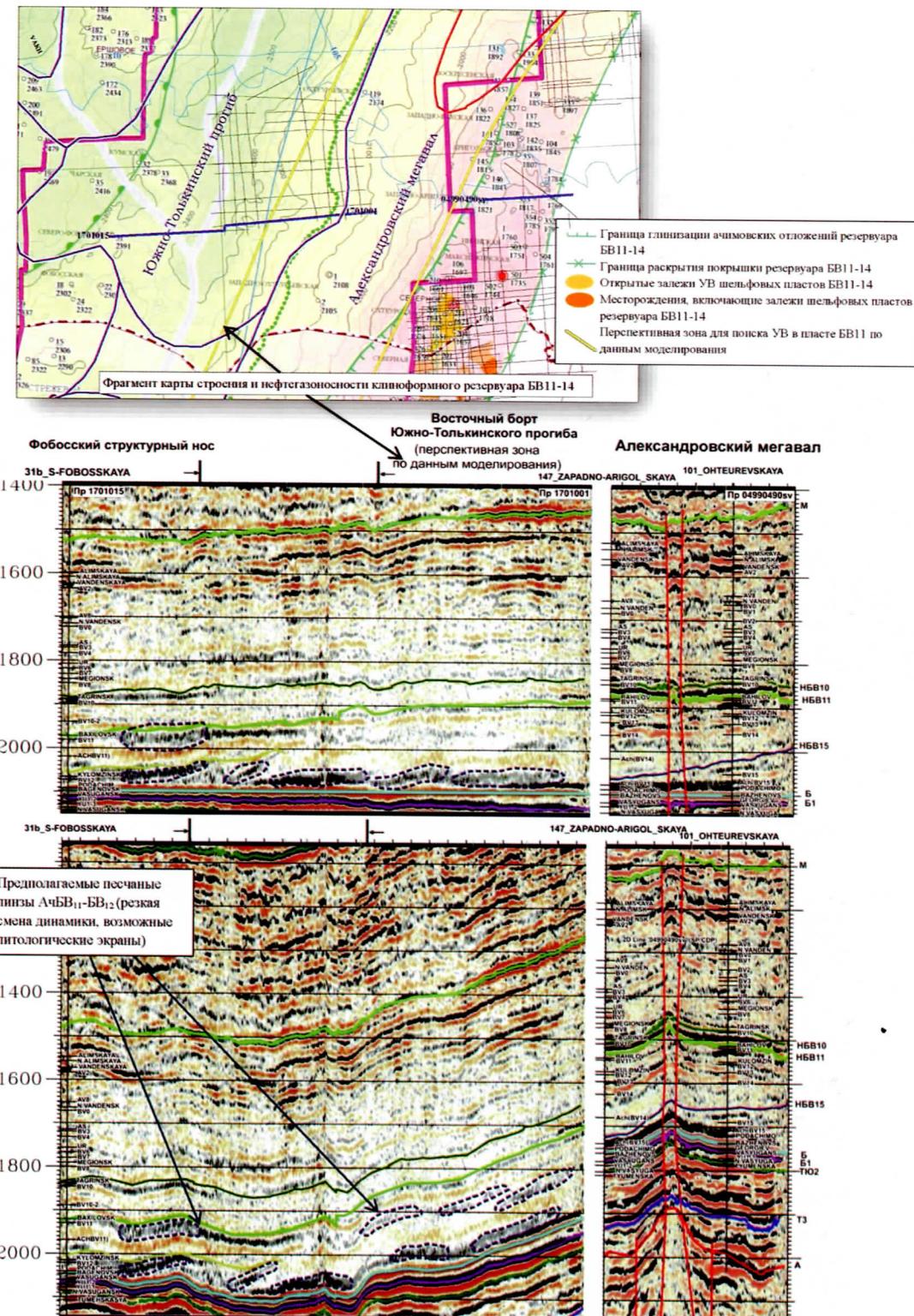


Рис. 13. Волновая картина перспективной зоны для поиска УВ в ачимовских отложениях, выделенной по данным моделирования (район Южно-Толькинского прогиба)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

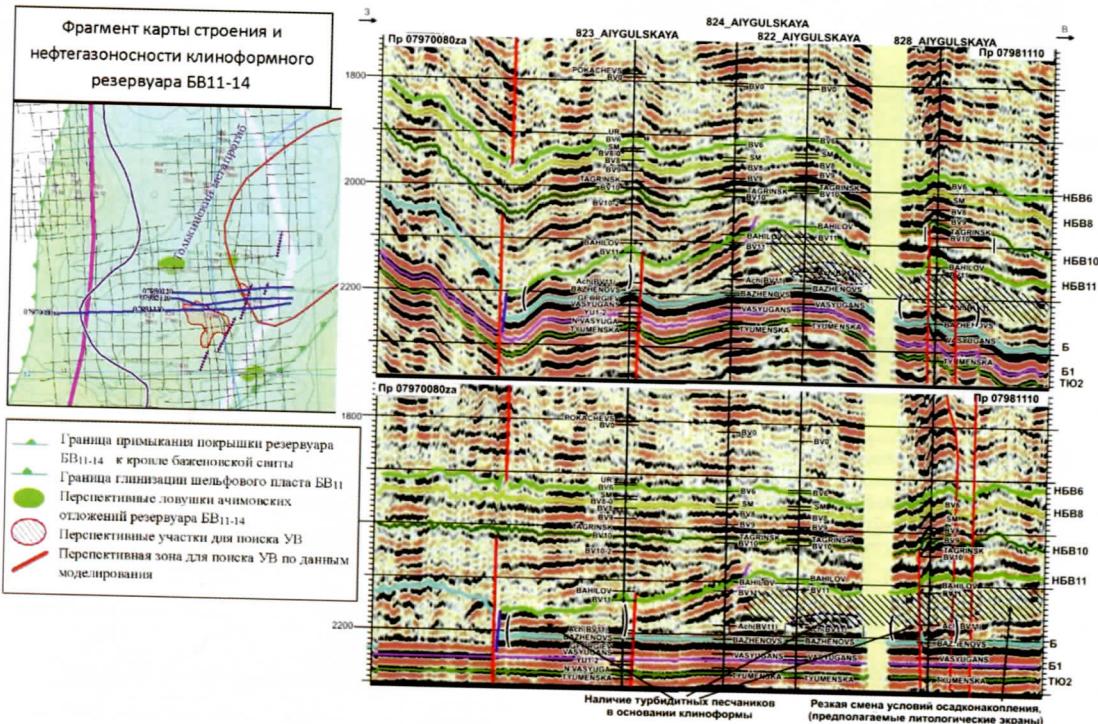
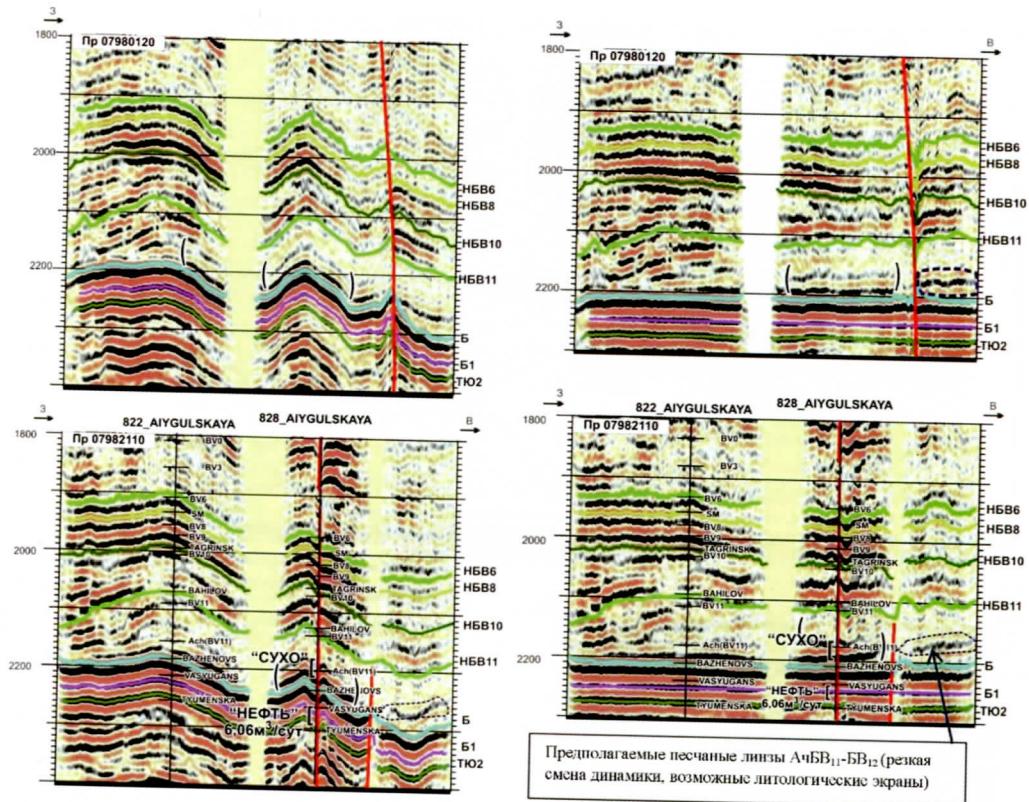


Рис. 14. Волновая картина неокомской части разреза в районе Айгульской площади, перспективной на поиски УВ в ачимовских отложениях клиноформы БВ₁₁

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

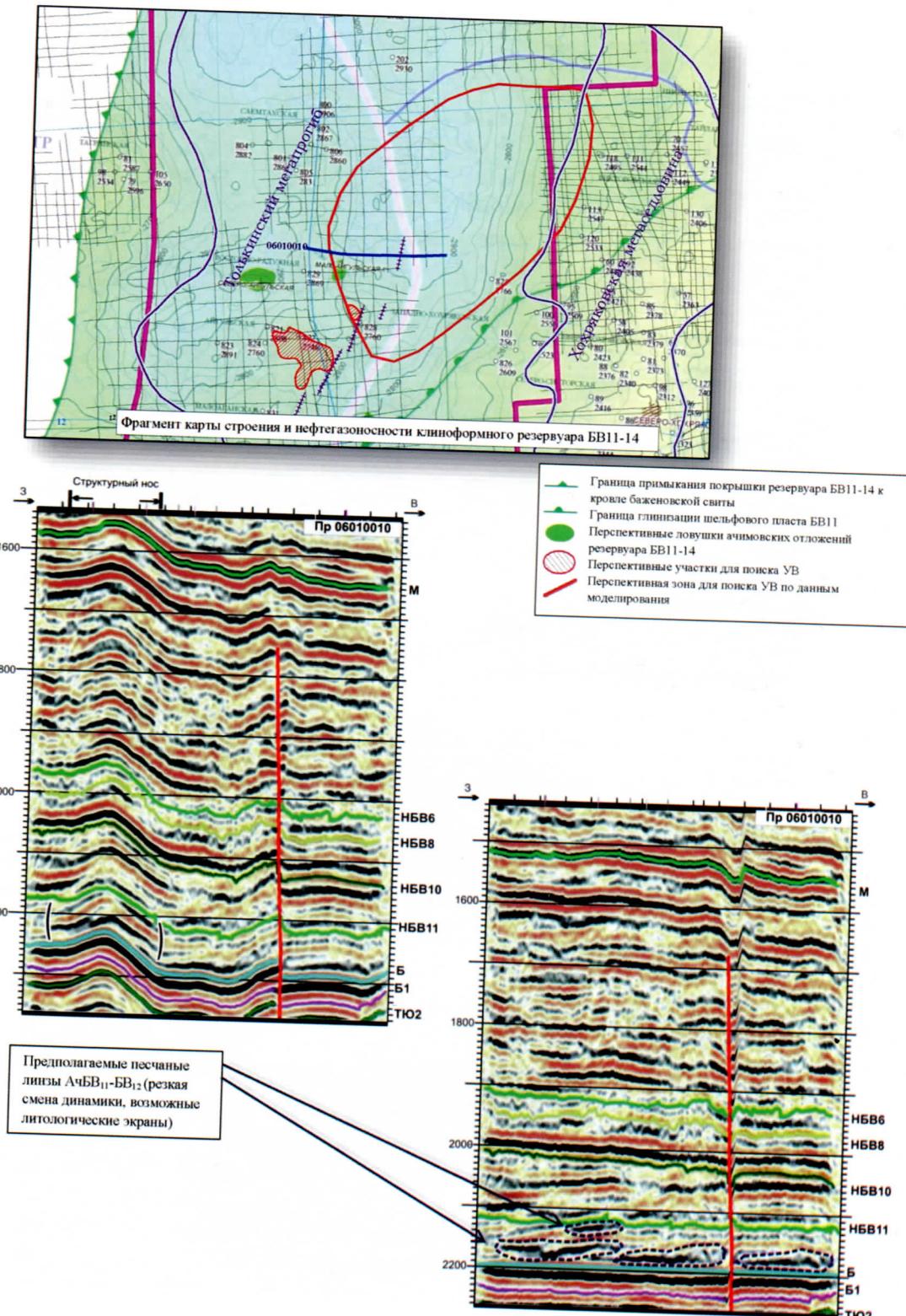


Рис. 15. Волновая картина в районе перспективного участка для поиска УВ в ачимовских отложениях (район Толькинского мегарогиба)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В Толькинском мегапрогибе в шельфовом пласте БВ₁₁₋₁₄ подготовлены к бурению 22 ловушки. По состоянию на 01.01.2016 г. их перспективные извлекаемые ресурсы составляют 5.235 млн т (категория Д₀). Это Восточно-Робемские, Восточно-Робемские-1, Южно-Робемские, Южно-Робемские-1, 2, Западно-Эниторские и Западно-Эниторские-1, Северо-Юная, Северо-Ариольская и Западно-

Сикторская ловушки. В ачимовских отложениях пласта БВ₁₁₋₁₄ подготовлены к бурению 3 ловушки – Западно-Эниторские-1, 2 и Северо-Айгульская – с извлекаемыми ресурсами категории Д₀ – 1.324 млн т. Выявлены 2 ловушки – Малоайгульская-1 и Восточно-Лютарайская – с извлекаемыми ресурсами категории Дл – 0.277 млн т (см. рис. 5).

ЛИТЕРАТУРА

1. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья. – Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень, ТИИ, 1977.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск. – 2003.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – СНИИГГиМС. – Новосибирск. – 2004.
4. Комплексные геолого-геофизические работы по изучению глубинного строения, оценке перспектив нефтегазоносности и технико-экономическому обоснованию недр Юганско-Колтогорской зоны. – Тюмень. – АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана». – 2015.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НА ОСНОВАНИИ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА РИСУНКА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЗАПИСИ И ТЕКТОНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

К.О. Исказиев
(АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»)

Фактическим материалом для выполнения работы послужили региональные сейсмические исследования, проведенные в разные годы на территории междуречья Урал–Волга. Изучаемые пласти в генетическом отношении имеют различную природу, это обусловлено изменением вещественного состава пород по разрезу и по площади, и находит отображение в рисунке сейсмической записи, что, наряду с морфо-структурными и тектоническими характеристиками литолого-фациальных условий, позволяет определить наличие в разрезе пород-коллекторов и пород-покрышек.

Распространено мнение о том, что процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления зависят от условий генерации и миграции УВ из зон генерации в области разгрузки, аккумуляции и сохранности их промышленных скоплений в пределах ловушек различного типа и генезиса. При реализации всех этих четырех генетических факторов нефтегазообразования и нефтегазонакопления обеспечиваются условия, благоприятные для образования залежей нефти и газа. Невыполнение хотя бы одного из этих условий исключает формирование УВ залежей.

Для повышения процента успешности новых открытий прежде всего необходимо выявить закономерности распределения залежей и найти надежные поисковые критерии. Закономерности часто носят структурный характер, но в случаях широкого развития рифовых фаций, карбонатных фаций, широкого площадного распространения зональных или локальных покрышек, эти закономерности могут быть

стратиграфическими или седиментологическими. Стратегия поисков углеводородов должна базироваться, с одной стороны, на исследовании фаций и особенно сред, благоприятных для накопления отложений, богатых органическим материалом, и возможными резервуарами (коллекторы и покрышки) – с другой.

Строение зоны междуречья Урал–Волга по палеозойскому комплексу характеризуют отражающие горизонты Π_3 , Π_2 , Π_1 , которые привязаны, соответственно, к подошве нижнего девона, к кровле средне-верхнего девона и поверхности артинской толщи перми. Проведенные структурные построения по палеозойским отражающим горизонтам свидетельствуют о наличии крупных тектонических поднятий регионального и локального уровня (рис. 1).

С целью анализа геотектонического развития установленных поднятий был проведен анализ характера изменений мощностных и литолого-фациальных параметров, что позволяет более обоснованно определить основные особенности развития всей исследуемой территории и оценить перспективы нефтегазоносности.

Сопоставление характера распределения толщин додевонского комплекса с особенностями поверхности фундамента подтверждает их взаимосвязь, что может свидетельствовать о платформенном режиме накопления. Толщины девонского комплекса отложений указывают на относительно глубоководный характер их формирования, подчиняются закону конседиментационного сокращения на сводах поднятий. Характер распределения тол-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
МИРОВОЙ ОПЫТ

щин отложений девон-каменноугольно-нижнепермского возраста свидетельствует о том, что несмотря на изменение палеофациальной обстановки формирования, тектонический фактор являлся основным оказывающим воздействие на распределение осадков. Карта суммарных толщин палеозойского комплекса в целом свидетельствует о том, что несмотря на изменение фациальной обстановки на протяжении всего периода развития территории, воздействие тектонического фактора оказывается существенным в их распределении (рис. 2, 3). В результате относительно интенсивный привнос обломочного материала в течение карбон-артинского периода не смог существенно

воздействовать на ранее сформированный каркас распределения толщин осадочного чехла. В целом максимальная толщина осадочного чехла составляет порядка 4000 м, минимальная – 3000 м в пределах всех поднятий.

На втором этапе проведенных исследований были построены схемы элементов сейсмостратиграфического анализа региональных профилей МОГТ и рельефа дна предранне-пермского моря между речью Урал-Волга.

Основу сейсмостратиграфического анализа составляет системный подход и комплексное использование при трактовке сейсмических записей всей совокупности геолого-геофизических данных.

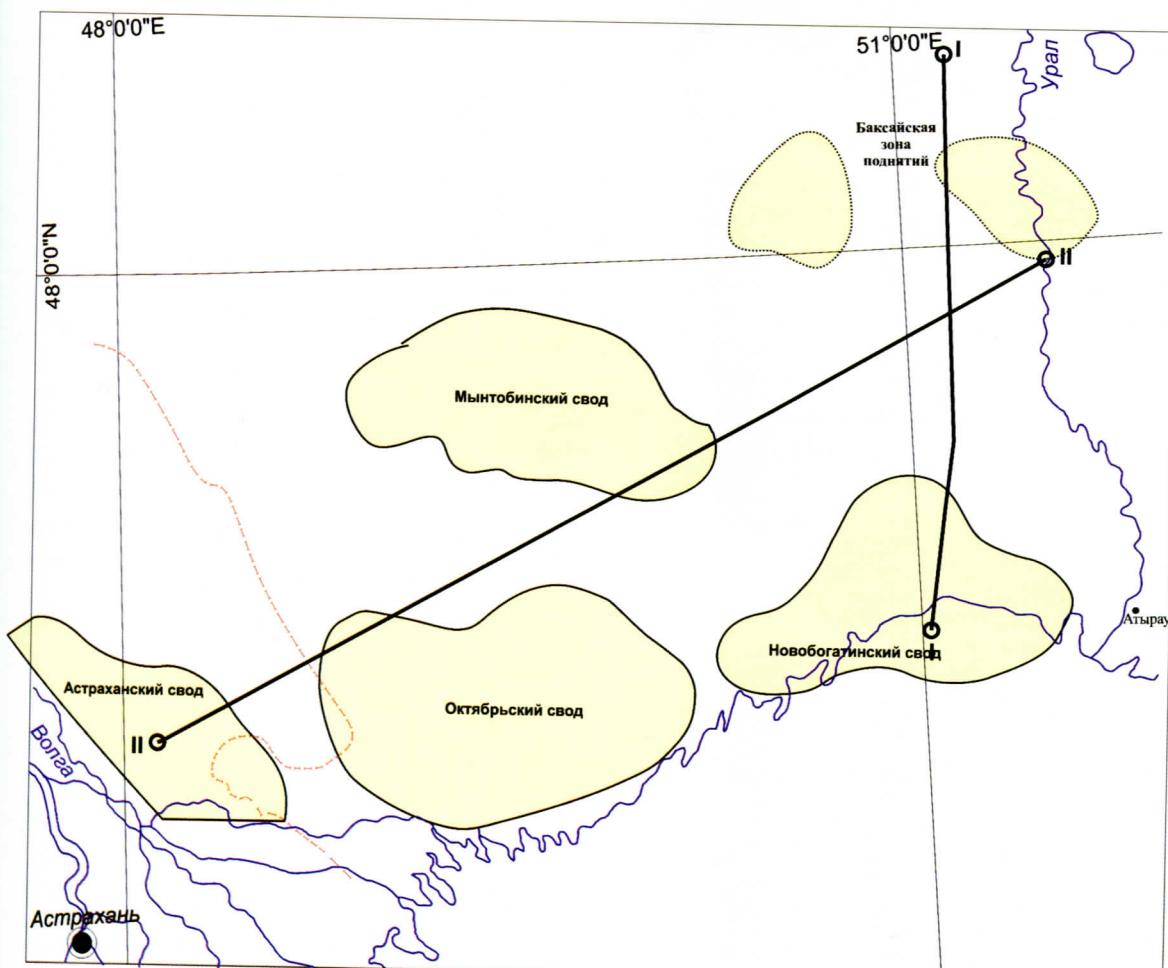


Рис. 1. Схема расположения поднятий по палеозойскому комплексу междуречья Урал-Волга

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

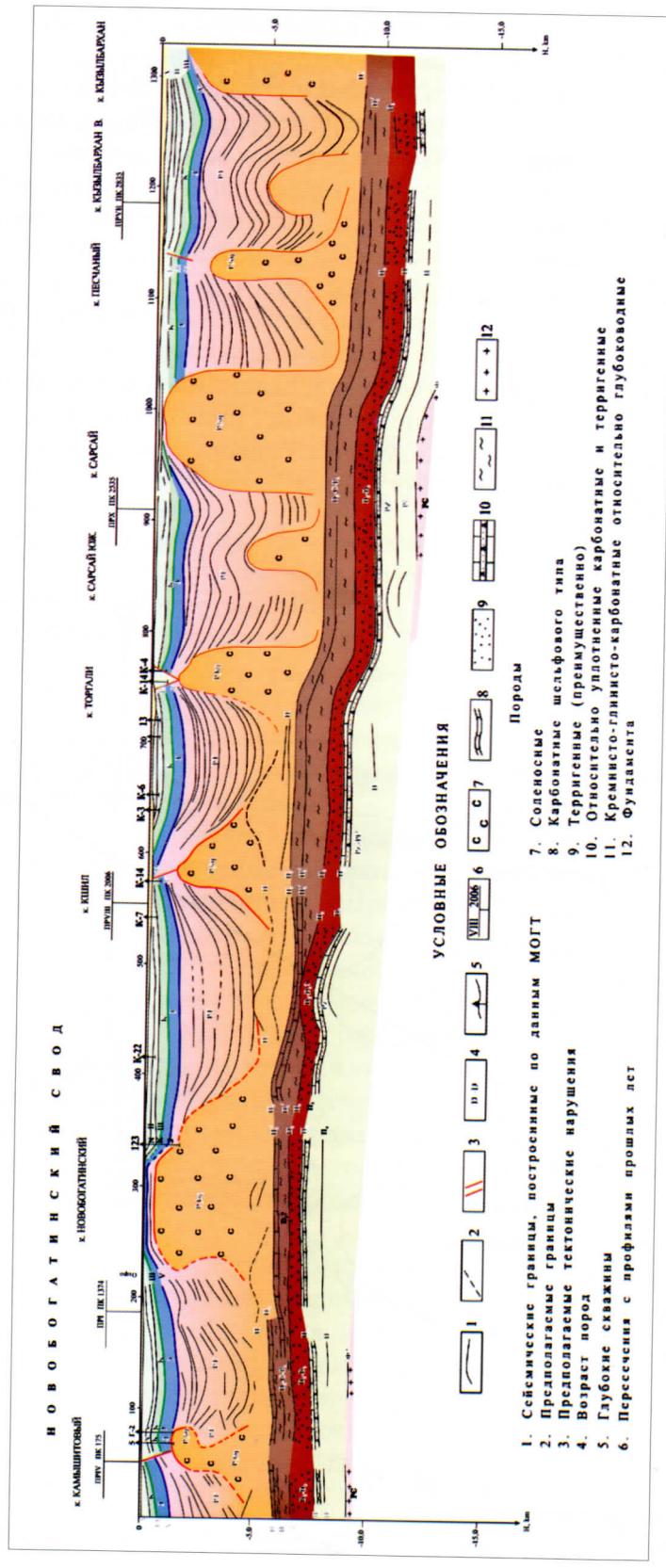


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез по профилю I-I

На территории междуречья Урал-Волга подсолевой сейсмогеологический разрез может быть расчленен на ряд сейсмических седиментационных комплексов (ССК), ограниченных опорными отражающими горизонтами (рис. 4), которые отождествляются с предполагаемой поверхностью рифей-нижнепалеозойских отложений; кровлей терригенных отложений среднего и, частично, верхнего девона; кровлей карбонатных отложений башкирского яруса среднего карбона; с поверхностью артинских отложений (подошвой соленосной толщи кунгура).

Сейсмофациальный анализ был выполнен для интервала верхний девон–нижняя

пермь. Этот комплекс состоит из совокупности сейсмофаций, которым соответствует интервал с характерным рисунком отражений, отличающимся от рисунка соседних интервалов. Сейсмофациальный анализ заключается в прослеживании и интерпретации рисунка отраженных волн (осей синфазности), их выдержанности по простирации, интенсивности записи, интервальной скорости, в визуальном определении частоты отраженных волн и их геометрии внутри сейсмофаций, а также в выделении ассоциаций сейсмофаций в пределах исследуемого сейсмокомплекса. По пересечениям сейсмопрофилей определялось трехмерное положение выделенных сейсмофаций.

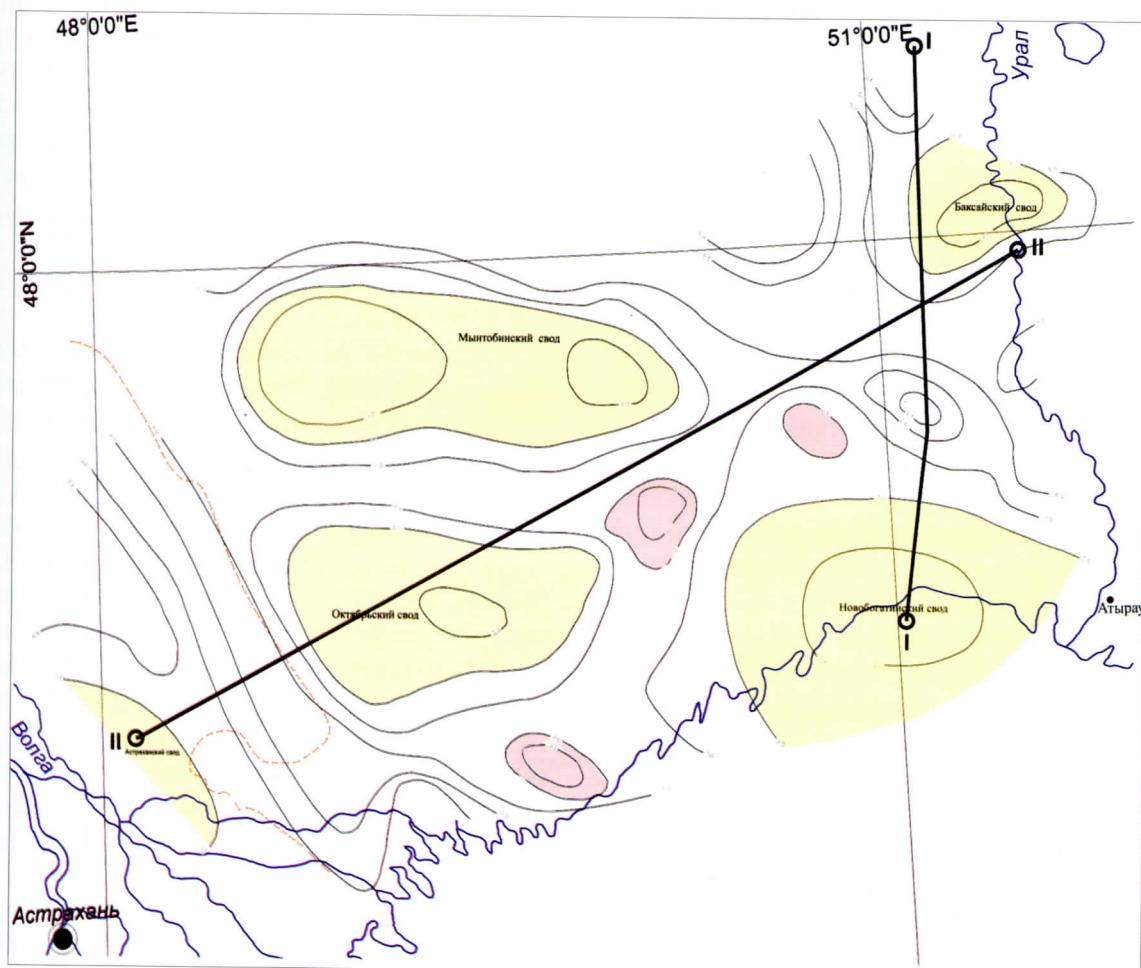


Рис. 3. Схема толщин палеозойских отложений междуречья Урал-Волга

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

Цель анализа – получение информации об условиях осадконакопления и литологии пород, а через них – о вероятной геоморфологической обстановке в исследуемый интервал геологического времени.

В пределах анализируемого верхнепалеозойского сейсмокомплекса отмечается два вида прекращения корреляции отражений: эрозионный срез и врез (размыв с образованием поверхности несогласия), и кровельное прилегание (исчезновение отражения от кровли осадочного комплекса). Выклинивание осадков характеризуется на временных разрезах подошвенными несогласиями.

При анализе сейсмофаций выделяют основные типы рисунков, образуемых отраженными волнами на сейсмических разрезах. Примеры геологической и геоморфологической интерпретации типов рисунков отраженных волн на сейсмических разрезах, пересекающих юг Волго-Уральского междуречья, показаны на рисунке 4.

Параллельный (субпараллельный) рисунок сейсмической записи указывает на равномерный темп осадконакопления на спокойно погружающемся шельфе в обстановке стабильного положения дна бассейна. В исследуемом районе выделено четыре крупные области с таким видом напластования: Астраханская, Междуреченская (Жамбайская), Мынтовинская и Новобогатинская. Скоростной и динамический анализ сейсмических отражений позволяет отнести первые три области к преимущественно карбонатному типу осадконакопления, а Новобогатинскую – к терригенному.

Клиновидный рисунок сейсмической записи характеризует переменный тип осадконакопления или постепенный наклон поверхности седиментации. На временных разрезах наблюдается большое разнообразие выклинивающихся поверхностей. Все они в пространстве расположены между названными выше относительно стабильными областями морского дна и на севере района.

Бугристый и клиноформный тип рисунка с нерегулярным, бессистемным прекращением прослеживающихся отражений характеризует

изменчивую высокоэнергетическую обстановку осадконакопления, свойственную условиям мелководья, зонам дельт или между дельтами.

Кроме того, для дельтовой седиментации типична система веерного рисунка с выклиниванием отражений в сторону глубокой части бассейна. Крупные дельтовые конусы выноса, характеризующиеся таким рисунком отражений, наблюдаются у подножия Астраханского свода и у материкового склона шельфа между террасами Новобогатинского и Мынтовинского стабильных массивов.

Хаотический рисунок, при котором наблюдаются прерывистые отражения, проходящие под разными углами, обычно указывает на осадочные комплексы заполнения глубоких каналов, образующиеся за счет обрушения и оползания склонов в зонах тектонических нарушений, складчатости или иной дислокированности. Этот же тип отражений наблюдается в подводных долинах, особенно на участках их глубоких врезов. Области отсутствия отражений могут характеризовать однородные неслоистые крутопадающие толщи. Таковы, например, соляные тела и мощные сейсмически однородные глинистые или песчаные толщи.

В различных участках изученной территории сейсмозапись фиксирует крупные холмообразные формы. Три наиболее выразительные из них расположены: одна на Мынтовинском платообразном стабильном массиве, другая – вблизи склона к абиссальной равнине у подножия террасы Новобогатинского массива, третья – за пределами материкового склона шельфа на абиссальной равнине к северо-западу от Мынтовинского массива. Природа этих холмообразных форм может быть самая разнообразная. Чаще всего подобные образования фиксируют положительные формы, образуемые биогенными карбонатными породами и рифами, либо мощные холмообразные накопления обломочного или вулканического материала.

На основе анализа сейсмопрофилей указанным способом выявлен разный характер седиментации осадков и выполнена качественная реконструкция палеорельефа дна предран-

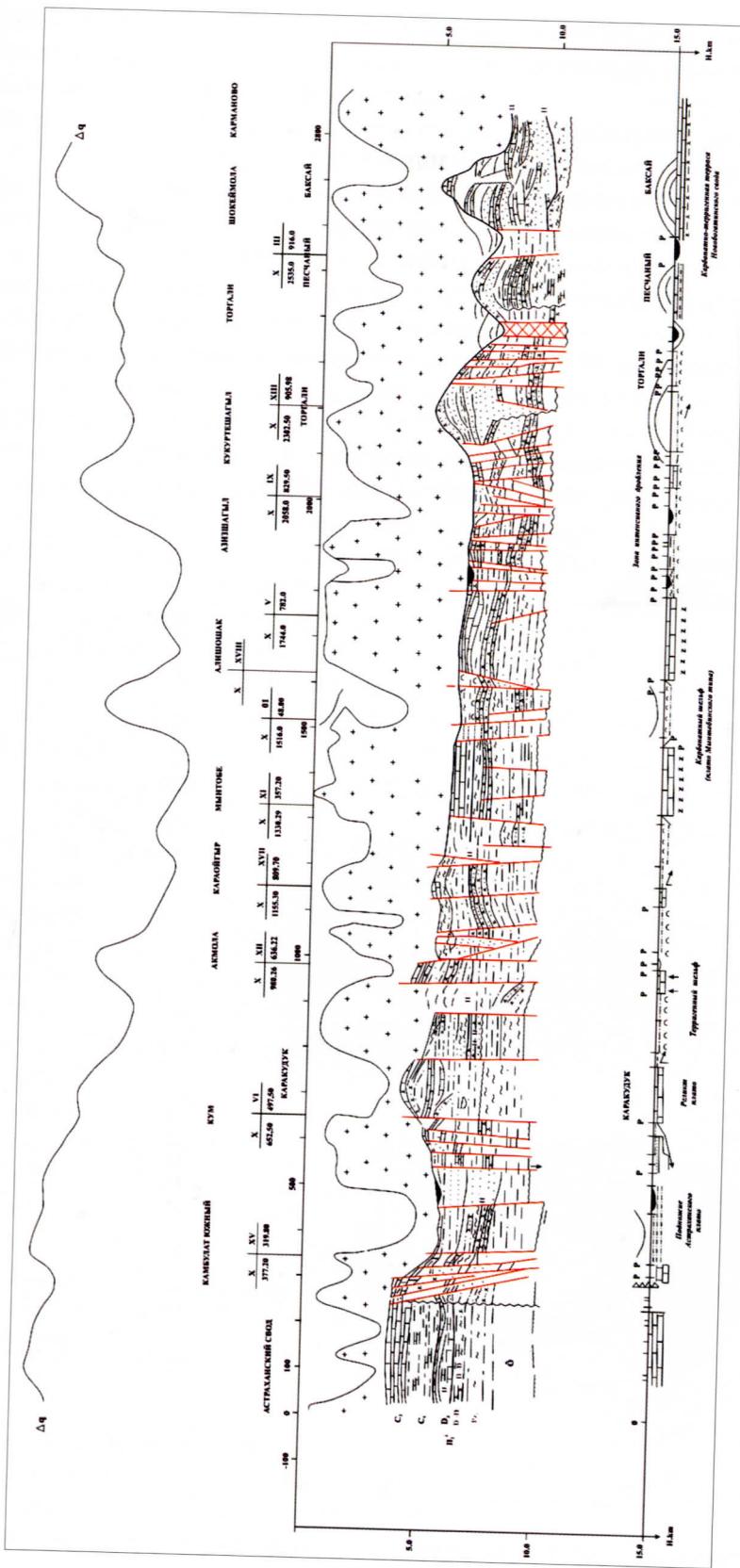
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
МИРОВОЙ ОПЫТ

Рис. 4. Сейсмографический разрез по профилю II-II с элементами сейсмостратиграфии

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

непермского моря, составлена соответствующая схематическая палеогеоморфологическая карта (рис. 5).

Как показано на этой карте, в период, непосредственно предшествовавший предранне-пермскому континентальному перерыву, строение дна морского бассейна, занимавшего юг Волго-Уральского междуречья, было весьма сложным. На фоне общего ступенчатого погружения дна с юга на север, от прибрежного шельфа до глубоководной абиссальной равнины, отчетливо выделяется несколько крупных относительно стабильных и возвышенных платообразных массивов (подводных «островов»): Астраханский (самый высокий), Мын-

тобинский, Новобогатинский, Жамбайский и несколько менее крупных типов останцов. Все они связаны с известными здесь выступами фундамента и сводовыми поднятиями в осадочном чехле.

С юго-запада на северо-восток прибрежный шельф пересекает широкая подводная ложбина, представленная цепочкой подводных долин с участками каньонообразных врезов, заканчивающаяся на северо-востоке на материковом подножии шельфа обширной подводной дельтой.

Обращает на себя внимание разный характер материкового склона на западе и востоке района. На западе склон ограничен четкими

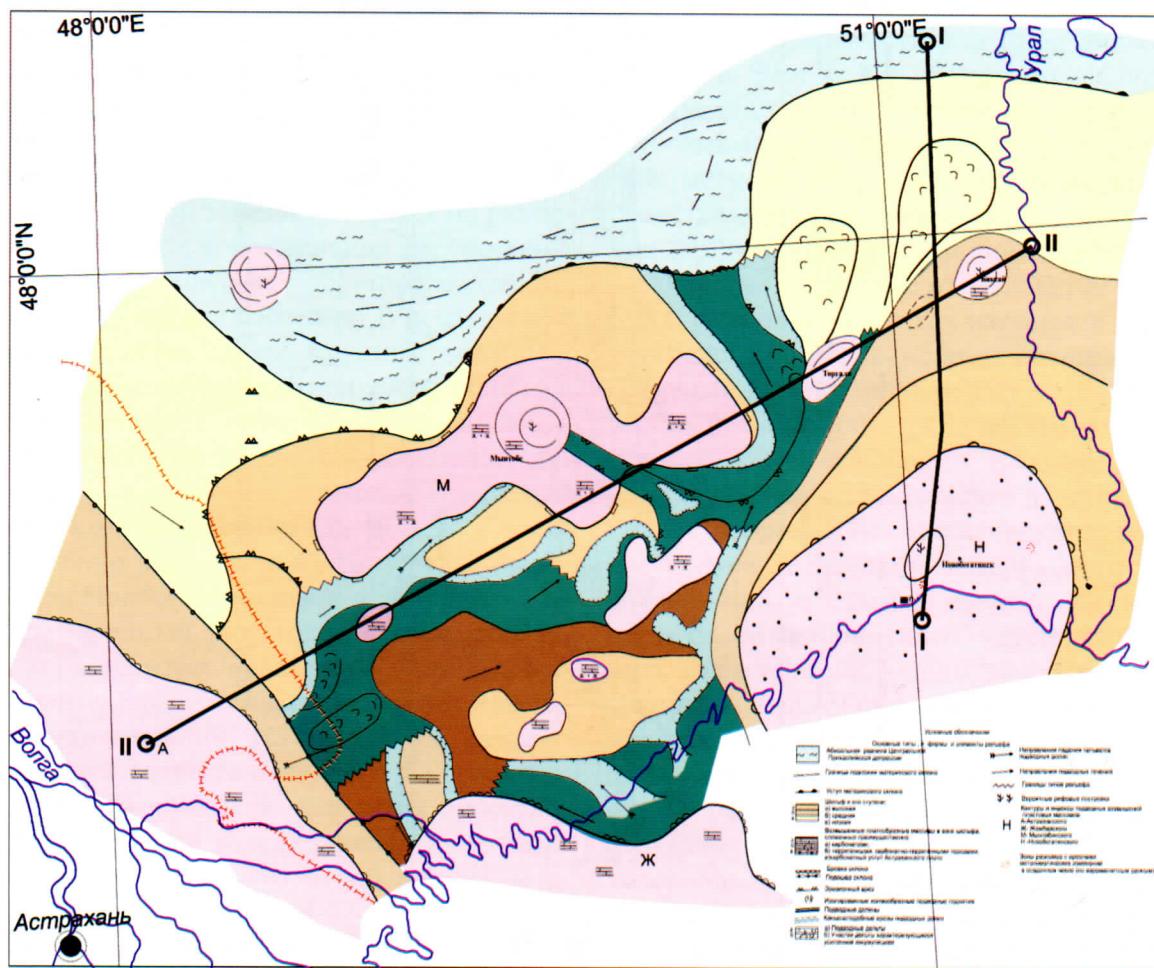


Рис. 5. Схема фаций и рельефа отложений предраннеуральского периода междуречья Урал-Волга

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

субширотными уступами, на многих участках осложнен обрушениями, а на востоке скрыт под дельтовыми наносами. Интересно расположение эрозионных врезов, осложняющих шельф. Некоторые из них явно тяготеют («прижаты») к бортам возвышенных массивов. Таков врез, «прижатый» к восточному борту Мунтобинского массива. Особого внимания заслуживает эрозионный врез, рассекающий центральную часть Мунтобинского массива, осложненного здесь высокой (порядка 3 км) холмообразной подводной горой. Холмообразное поднятие (Баксай) наблюдается на низкой второй террасе Новобогатинского массива. Характер отражений и высокие пластовые скорости позволяют предположить здесь рифовую постройку типа атолл. Холмообразное поднятие (Торгали) расположено в пределах подводной долины, сложено преимущественно терригенными породами. На северо-западе района близ материкового склона абиссальной равнины наблюдается довольно крупное холмообразное поднятие. Эти «горы» имеют благоприятные условия для жизнедеятельности рифообразующих организмов.

Выраженные в предраннепермском рельфе резкие уступы, обрушения, глубокие узкие каньонообразные врезы и другие признаки, характерные для участков активизации тектонических напряжений в местах разрывных нарушений, почти повсеместно соответствуют зонам тектонической трещиноватости.

Таким образом, применение сейсмостратиграфического анализа позволило по-новому охарактеризовать условия седиментации и черты рельефа морского дна в предраннепермское время на юге Волго-Уральского междуречья. Выделенные в процессе анализа возвышенные плато зоны шельфа связаны с известными здесь выступами фундамента и сводовыми поднятиями в осадочном чехле и, таким образом, являются перспективными для поиска и в пределах локальных нефтегазовых ловушек. Широкая подводная ложбина, пересекающая территорию с юго-запада на северо-восток, явно имеет тектоническую природу. Обширная подводная дельта, сформированная на подно-

жии материкового склона в результате деятельности потоков, следовавших по этой ложбине, представляет особый интерес с точки зрения ее нефтегазоносности, так как здесь могли образоваться бессернистые залежи, характерные для терригенных отложений.

Сопоставление палеогеоморфологической и структурно-тектонической карт по фундаменту, подсолевым отложениям выявило принципиальное сходство в расположении и ориентировке крупных черт подсолевого рельефа, что свидетельствует о ведущей роли тектонического фактора в образовании рельефа изученной территории в позднем палеозое.

В районе зафиксировано присутствие долгоживущих и, очевидно, глубоко проникающих разрывных нарушений, которые могут быть путями проникновения глубинных флюидов, в том числе несущих сероводород, что необходимо учитывать при экологической оценке территории.

Использование данных сейсмостратиграфии открывает новые возможности в изучении условий морфолитогенеза и восстановления погребенного палеорельефа.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОИСКОВЫХ РАБОТ В БУХАРО-ХИВИНСКОМ РЕГИОНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСТОРИКО-СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕСУРСОВ

*T.B. Сивайкова
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)*

Бухаро-Хивинский регион (БХР) входит в состав одноимённой нефтегазоносной области (НГО), приуроченной к северо-восточной части Амударынского бассейна, и является одним из важнейших нефтегазоносных регионов мира. Однако до сих пор актуальным остаётся вопрос объёма его невыявленного углеводородного потенциала (УВП), количественная оценка которого выполнена автором по результатам историко-статистического анализа ресурсов углеводородов (УВ).

Объект исследования – территория, характеризующаяся ступенчатым погружением поверхности фундамента с севера и северо-востока к югу и юго-западу (в направлении осевой части Амударынской синеклизы), охватывая таким образом 2 тектонические ступени – Бухарскую и Чардоускую, разделённые флексурно-разрывными зонами.

Отличительная черта западной части данной территории – преимущественно близкая к изометричной форма структурных элементов и их слабая нарушенность разломами. Совершенно иная картина наблюдается на востоке региона: структуры и разрывные нарушения приобретают здесь отчётливую северо-восточную ориентировку, аналогичную таковой в пределах близлежащей области альпийской складчатости (юго-западных отрогов Гиссарского хребта), а разломы характеризуются весьма широким распространением. На основе анализа существующих тектонических схем и имеющихся геолого-геофизических материалов, дополненных результатами дешифрирования космических снимков, вся исследуемая

территория была разделена на 4 тектонических блока, развивавшихся в различных условиях со свойственным им геотектоническим режимом. А последующий историко-статистический анализ ресурсов УВ БХР позволил уточнить границы этих блоков и связанных с ними зон нефтегазонакопления (ЗНГН) (рис. 1).

Осадочный чехол рассматриваемой территории разделён верхнеюрской соляно-ангидритовой толщей на подсолевые (нижне-верхнеюрские) и надсолевые (мел-четвертичные) отложения. Промышленные скопления УВ на сегодняшний день установлены в юрском и меловом нефтегазоносных комплексах (НГК). А наиболее продуктивные из них – верхнеюрские карбонатные образования, характерной чертой которых является широкое распространение в их составе рифовых фаций, приуроченных к протяжённой барьерно-рифовой системе на юго-востоке БХР. Примечательно, что при наличии в разрезе мощной соляно-ангидритовой толщи, она играет роль почти идеального флюидоупора, обусловливающая продуктивность лишь подсолевого юрского комплекса; в областях же выклинивания или отсутствия собственно соленосных отложений стратиграфический диапазон нефтегазоности гораздо шире и охватывает как юрские, так и меловые отложения.

С целью проведения историко-статистического анализа ресурсов УВ БХР автором была использована имеющаяся геолого-геофизическая информация в комплексе со статистическими данными, в качестве инструментов работы с которыми выступили:

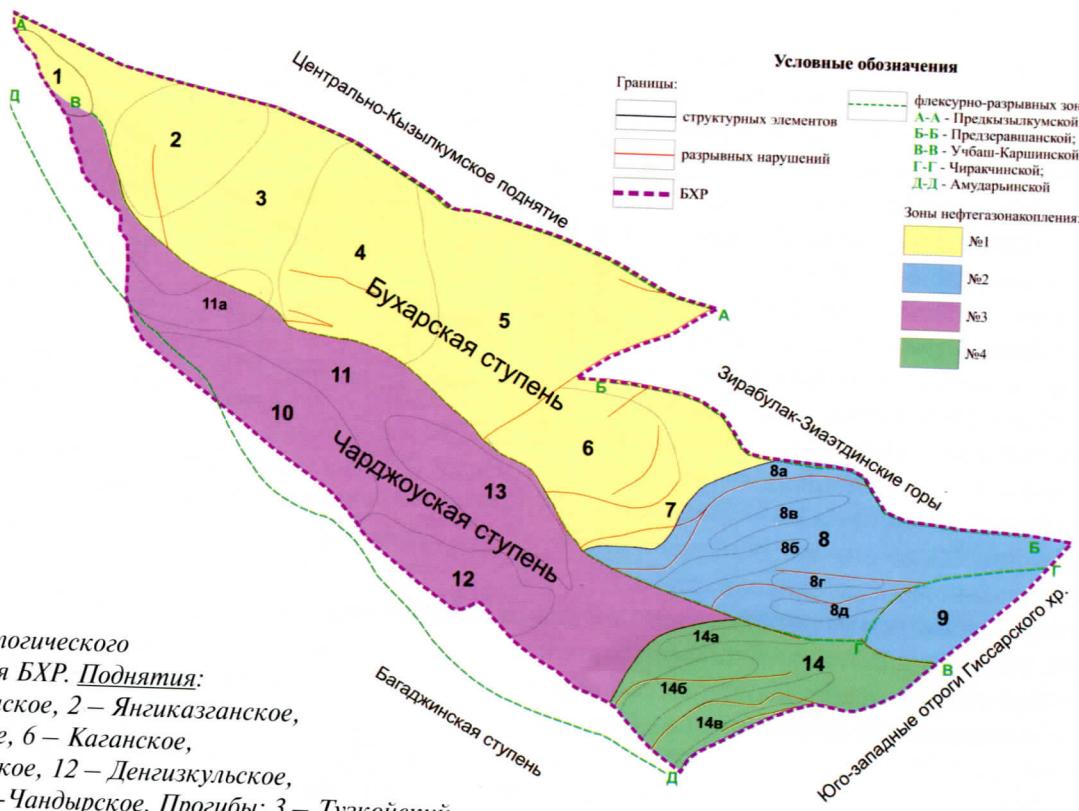
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
МИРОВОЙ ОПЫТ

Рис. 1. Схема

нефтегазогеологического
районирования БХР. Поднятия:

1 – Мешеклинское, 2 – Янгиказганское,
4 – Газлинское, 6 – Каганское,
10 – Кандымское, 12 – Денгизкульское,
13 – Испанлы-Чандырское. Прогибы: 3 – Тузкийский,

5 – Рометанский, 7 – Ямбашинский, 9 – Кашкадарынский
предгорный, 11 – Каракульский, 14 – Бешкентский; 8 – Мубарек-Азляртепинская система
дислокаций. Валы: 8а – Северо-Мубарекский, 8б – Южно-Мубарекский, 8в – Майдаджойский,
8г – Горданская, 8д – Азляртепинский, 11а – Учкыр-Питнякский, 14а – Айзоватский,
14б – Гирсанский, 14в – Нишанский

– закон распределения выявленных и не-
выявленных залежей нефти и газа по величине
запасов (В.И. Шпильман, Цинь Чжи Цзюнь,
1993);

– функция распределения фактически вы-
явленных залежей по размеру (Питер Р. Роуз,
2011).

Первое предполагает выполнение раз-
дельного прогноза газовых и жидких УВ, а в
качестве объекта исследования подразумевает
НГК в пределах всей НГО. Применение это-
го закона даёт возможность расчёта основных
характеристик ресурсной базы изучаемого
региона (плотности концентрации ресурсов,
степени их освоения, 50%-квантиля запасов
и т.д.) с использованием свободных от эмпи-
рических коэффициентов формул. При этом

в качестве исходных данных выступают 5 па-
раметров: общие суммарные и обнаруженные
ресурсы НГО, её площадь, размеры самой
крупной и самой мелкой залежей исследу-
емого НГК. Главную же практическую зна-
чимость в рамках историко-статистического
анализа ресурсов УВ представляют следствия,
выведенные из закона и позволяющие произ-
водить расчёт числа залежей и долей выявлен-
ных залежей (разведочной реальной выборки)
от их общего количества (генеральной сово-
купности) в различных интервалах, а, следо-
вательно, и количества неоткрытых залежей
(разведочной прогнозной выборки) в каждом
из них.

Стоит отметить, что В.И. Шпильман и
Цинь Чжи Цзюнь под генеральной совокуп-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

ностью подразумевают «все выявленные и невыявленные в данном объекте залежи, т.е. скопления крупнее q_o » (где q_o представляет собой предел рентабельности, заданный средней для района цифрой, т.е. взятый условно параметр). Для целей настоящей работы автором также были учтены залежи, меньшие q_o , в связи с чем именно эта выборка определяется как генеральная совокупность (как все выявленные и невыявленные в данном объекте залежи).

Второе основано на обнаруженной зависимости запасов от открытых залежей УВ (в порядке уменьшения от самой крупной к самой мелкой) от их количества, фактически представляющей собой в лог-логномальном масштабе линию, близкую к прямой (рис. 2).

Приведённая зависимость характерна для ситуации, когда все залежи исследуемого объекта выявлены и представляют собой генеральную совокупность. В действительности изучаемые регионы обычно менее исследованы, а набор залежей является собой разведочную реальную выборку, но ещё не генеральную совокупность, в связи с чем реальная картина распределения будет несколько иной (рис. 3).

Во-первых, отличительной чертой кривой в данном случае будет «хвост случайно открытых залежей», появляющийся вслед за ярко выраженным трендом и, как правило, характеризующийся резким обрывом значений и устремлением кривой вниз. Во-вторых, она хоть и будет иметь выраженный тренд, но её форма будет отличаться от прямолинейной и характеризоваться явными «проседаниями» на отдельных участках, обусловленными невыявленными залежами. С течением времени, при возрастании степени изученности региона и последующем открытии этих залежей кривая функции распределения начнёт приобретать корректный вид, достигнув, наконец, прямолинейного в тот момент, когда выборка залежей фактически сформирует генеральную совокупность.

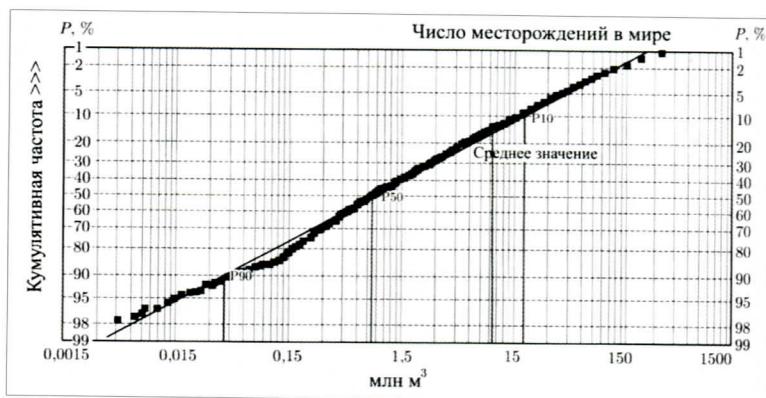


Рис. 2. Функция распределения месторождений по величине запасов в мире (по Питер Р. Роуз, 2011)

Таким образом, анализ необходимых условий, при которых кривые функций распределения принимают верную конфигурацию, позволяет идентифицировать ориентировочные размеры залежей, формирующих разведочную прогнозную выборку.

Итак, первый из использованных инструментов даёт возможность расчёта лишь количества и интервальных размеров прогнозных залежей всей исследуемой НГО, в то время как второй – определения их конкретных размеров в пределах более мелких подразделений. Небезызвестным является тот факт, что залежи в пределах конкретного региона распределены не случайным образом и формируют характерные дифференцированные семейства в пределах ЗНГН, что также отражается и на их функциях распределения. Иными словами, при участии в выборке залежей из единого семейства функции распределения характеризуются ярко выраженными трендами. В случае же некорректного определения границ ЗНГН совокупность залежей фактически представляет собой результат объединения разнородных выборок, не способных формировать выраженный тренд: отсутствие тренда как такового, наличие нескольких трендов и т.п. (рис. 4).

Таким образом, представляется возможным проводить уточнение определённых на основе геологических данных границ ЗНГН путём привлечения также и статистической

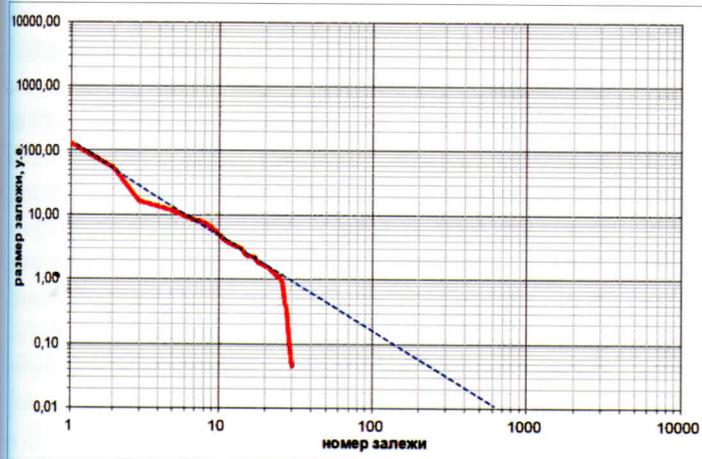


Рис. 3. Пример функции распределения разведочной реальной выборки залежей

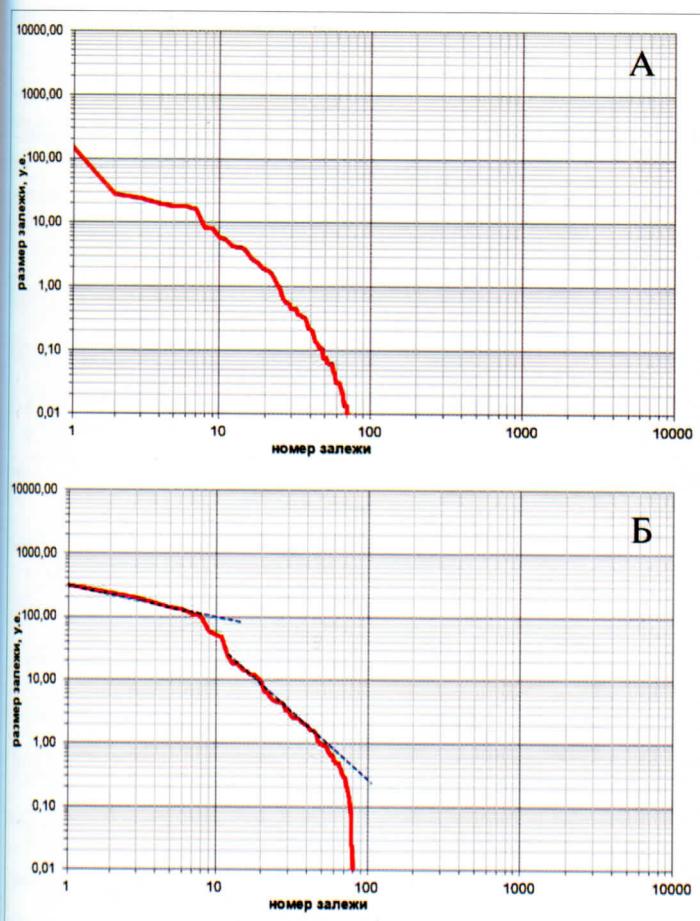


Рис. 4. Примеры функций распределения залежей выборок: не формирующей явного тренда (а), формирующей 2 тренда (б)

информации. Соответственно этому в БХР были выделены 4 ЗНГН (см. рис. 1), границы которых подтверждены также и на основе анализа поведения функций распределения фактически открытых залежей в пределах каждой из них.

Так, комплексирование двух указанных методов с имеющимися геолого-геофизическими материалами позволяет не только рассчитывать количество и интервальные размеры прогнозных залежей в пределах всей изучаемой НГО, но и впоследствии идентифицировать ориентировочные размеры наиболее крупных из них с привязкой к конкретной ЗНГН.

Так, после обобщения имеющейся геолого-геофизической информации, на основе закона распределения выявленных и невыявленных залежей по величине запасов был произведён расчёт УВП БХР, рассчитаны основные характеристики его ресурсной базы и, в конечном итоге, количество и интервальные размеры прогнозных залежей. В качестве таких интервалов были использованы рекомендованные в соответствии с методикой В.И. Шпильмана и Цзинь Чжи Цзюнь, наилучшим образом отражающие распределение залежей разного размера. Согласно выполненным расчётом, а также учитывая, что принятая из практики работ в БХР граница рентабельности залежей составляет 10 у.е., в дальнейшем здесь могут быть открыты, по крайней мере, 26 промышленных залежей (17 газовых и 9 нефтяных), размерами в диапазоне от 10 до 70 у.е.

На следующей стадии по каждой из 4 ЗНГН было проведено уточнение интервальных объёмов ресурсов рассчитанных прогнозных залежей и определение их конкретных размеров на основе применения анализа функций распределения фактически откры-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МИРОВОЙ ОПЫТ

тых залежей по величине запасов. Полученные результаты также показали присутствие невыявленного УВП в отдельных комплексах, зафиксированное в отклонениях кривых распределения ниже предполагаемой линии тренда и обусловленное ещё не открытymi залежами.

Так, в пределах БХР наибольший неразведанный потенциал связан с газовыми УВ (69 %) при подчинённом значении жидких (31 %). При этом по результатам анализа распределений фактически выявленных залежей установлено, что наиболее перспективным является юрский НГК, содержащий порядка 80 % суммарного УВП, остальные 20 % приходятся на меловые отложения. Среди газовых УВ наибольшие объёмы неразведенного УВП сосредоточены в ЗНГН №№ 3 и 1 (рис. 5), среди жидких УВ – №№ 3 и 4 (рис. 6).

Как видно на приведённых графиках, кривые функций распределения характеризуются выраженным трендом. По результатам обобщения геолого-геофизических данных и рассчитанных количеств прогнозных залежей в определённых интервалах, а также анализа условий, при которых указанные кривые приобретают корректную конфигурацию, определены ориентировочные объёмы ресурсов прогнозных залежей. В БХР в дальнейшем могут быть выявлены 26 промышленных залежей общими суммарными ресурсами более 450 у.е. в 4 ЗНГН:

- № 1 – 3 газовые и 1 нефтяная в меловом НГК размерами от 10 до 40 у.е.;
- № 2 – 2 газовые в юрском и 1 нефтяная в меловом НГК размерами от 10 до 40 у.е.;

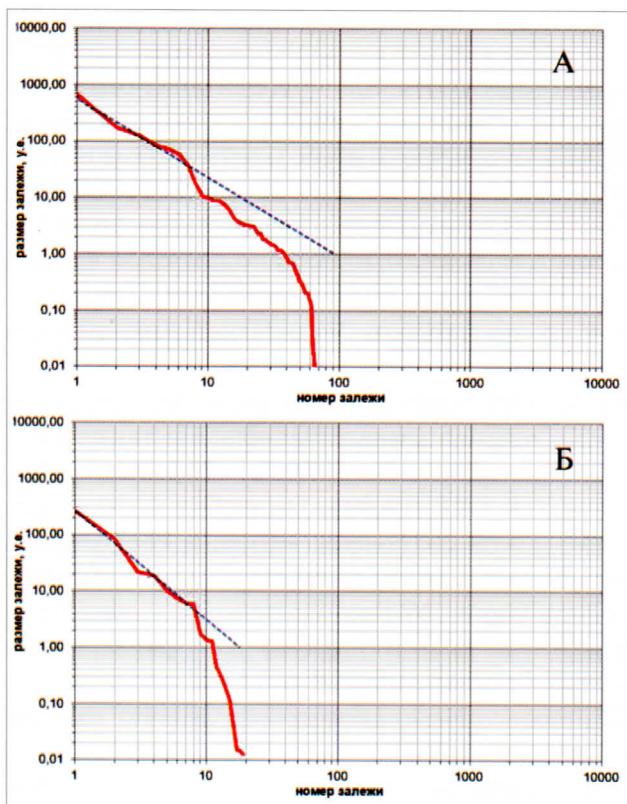


Рис. 5. Функции распределения залежей газовых УВ разведочной реальной выборки: юрского НГК ЗНГН № 3 (а), мелового НГК ЗНГН № 1 (б)

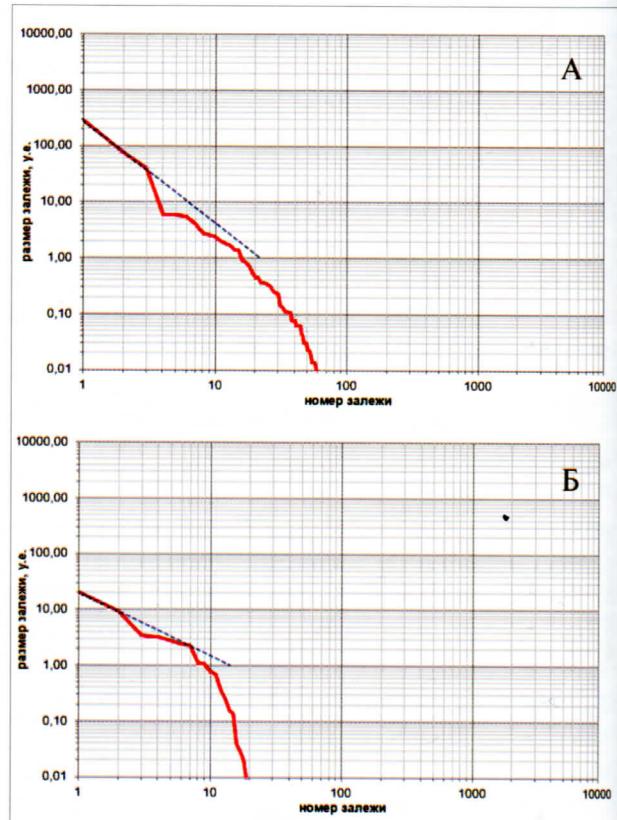


Рис. 6. Функции распределения залежей жидких УВ разведочной реальной выборки юрского НГК: ЗНГН № 3 (а), ЗНГН № 4 (б)

- № 3 – 8 газовых и 5 нефтяных в юрском НГК размерами от 10 до 30 у.е.;
- № 4 – 4 газовые и 2 нефтяные в юрском НГК размерами от 10 до 50 у.е.

С целью проверки определённых объёмов ресурсов УВ были построены модифицированные кривые функций распределения с учётом как фактически выявленных, так и прогнозных залежей (рис. 7, 8).

Судя по графикам, в данном случае кривые имеют прямолинейную конфигурацию и характеризуются ярко выраженным трендом, а выборка залежей представляет собой их генеральную совокупность, подтверждая таким образом корректность определения размеров прогнозных залежей.

Впоследствии была проведена оценка их вероятной локализации в пределах БХР с учё-

том индивидуальных особенностей геологического строения каждой из 4 ЗНГН. Так, в первую очередь была рассмотрена их вероятная приуроченность к структурным ловушкам в пределах возможно перспективных локальных поднятий. А на основании площадей последних в комплексе с рассчитанными плотностями концентрации запасов УВ на единицу площади по каждой ЗНГН были определены потенциальные объёмы ресурсов, которые они могут вмещать и которые сопоставимы с размерами прогнозных залежей. По полученным результатам была определена серия перспективных локальных структур, потенциально способных содержать некоторые из рассчитанных объёмов залежей, связанных со структурными ловушками (рис. 9).

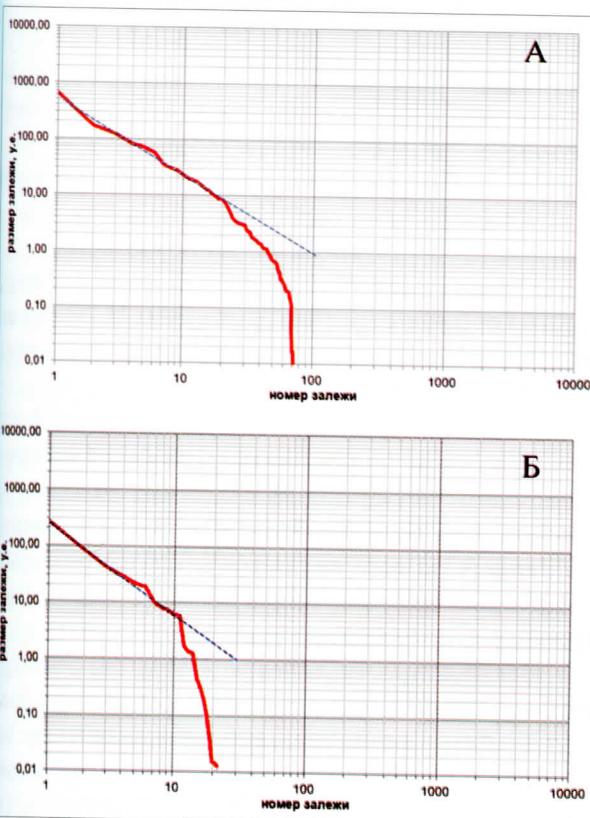


Рис. 7. Функции распределения генеральной совокупности залежей газовых УВ: юрского НГК ЗНГН № 3 (а); мелового НГК ЗНГН № 1 (б)

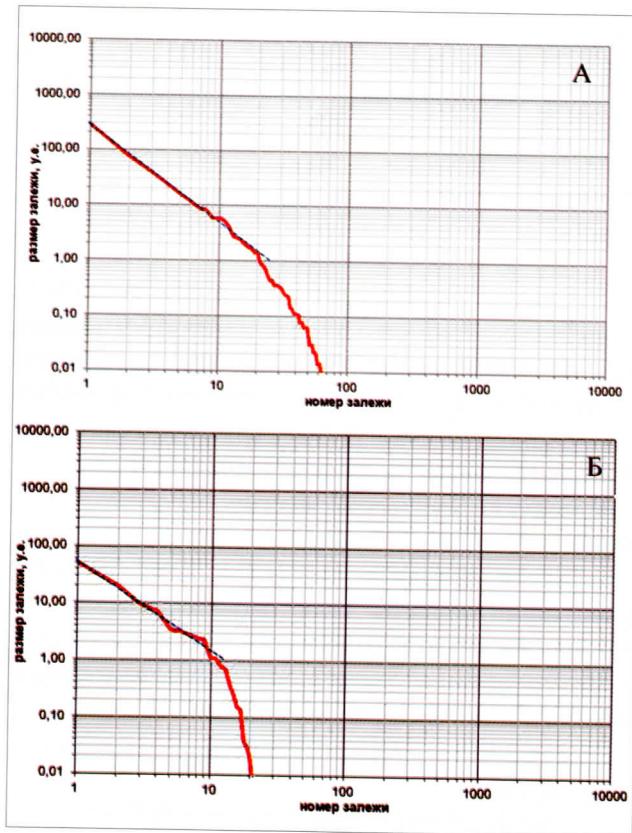


Рис. 8. Функции распределения генеральной совокупности залежей жидкых УВ юрского НГК: ЗНГН № 3 (а), ЗНГН № 4 (б)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

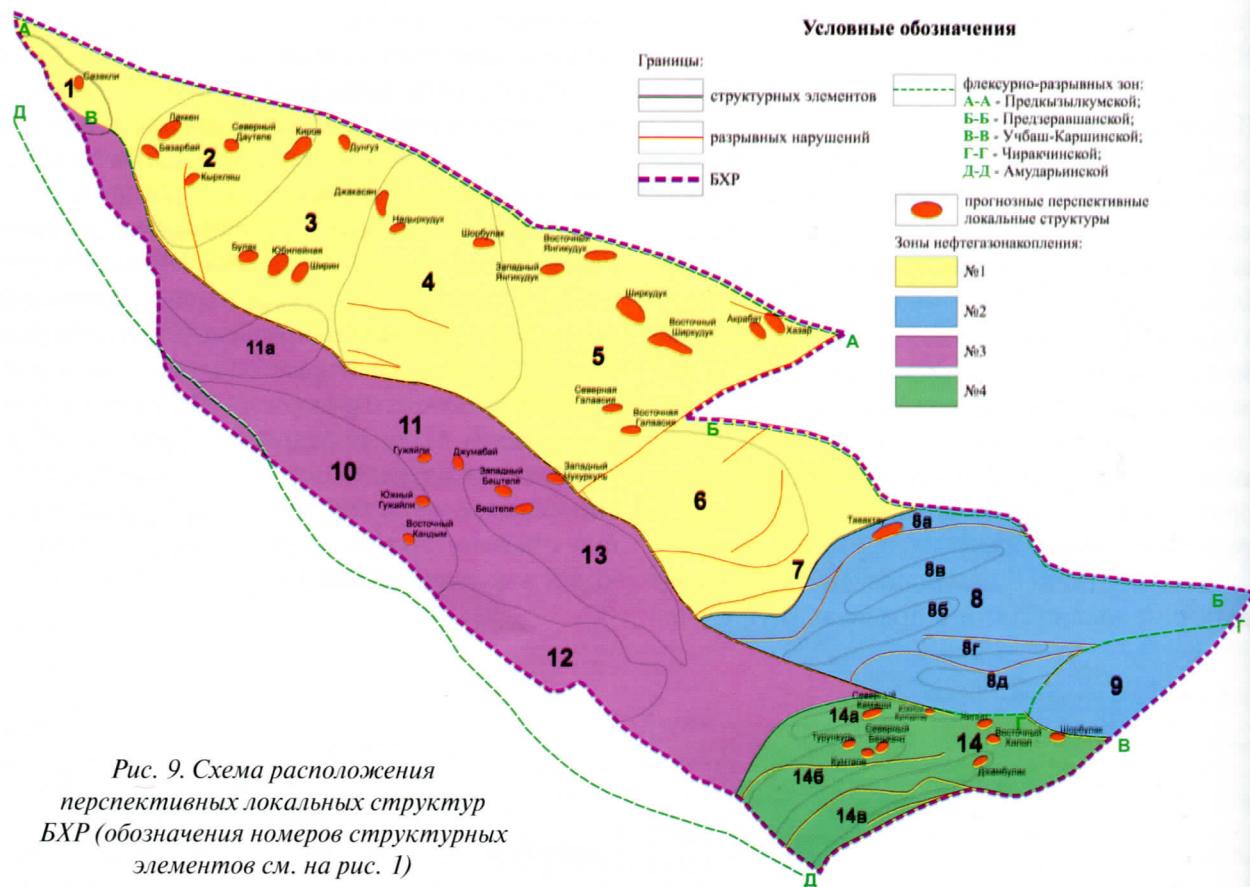
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
МИРОВОЙ ОПЫТ

Рис. 9. Схема расположения перспективных локальных структур БХР (обозначения номеров структурных элементов см. на рис. 1)

Приуроченность же остальных прогнозных залежей к конкретной локализации на текущем этапе изученности не представляется возможной. Однако они могут быть связаны с неструктурными типами ловушек, к которым приурочен ряд уже открытых месторождений, и для которых созданы оптимальные условия.

Так, в пределах ЗНГН № 1 могут быть идентифицированы пластово-сводовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные залежи, наиболее вероятной локализацией которых являются:

— области распространения разрывных нарушений,

— присводовые зоны поднятий, которым нередко характерно присутствие отдельных комплексов отложений на крыльях и их выклинивание на сводах;

— крайняя северная часть ЗНГН № 1, где происходит выклинивание отложений осадочного чехла.

В пределах ЗНГН № 2 прогнозные залежи могут быть связаны с тектонически экранированными и массивными в биогенном выступе ловушками. Наиболее вероятной локализацией первых из них являются области развития разрывных нарушений, вторых — зона развития барьерно-рифовой системы.

Неструктурные залежи ЗНГН № 3 могут быть связаны с массивными в биогенном выступе, пластово-сводовыми, тектонически и, возможно, стратиграфически экранированными ловушками. Первые могут быть приурочены к области развития барьерно-рифовой системы на востоке зоны, вторые и трети — в её северо-западной части, где помимо развития разрыв-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
МИРОВОЙ ОПЫТ

ных нарушений также происходит выклинивание верхнеюрских соленосных отложений.

В пределах ЗНГН № 4 могут быть идентифицированы как массивные в биогенном выступе (в области барьерно-рифовой системы), так и тектонически экранированные залежи, связанные с многочисленными разрывными нарушениями.

Из-за практического исчерпания в настоящее время фонда структурных залежей относительно простого строения, именно их неструктурные типы в ближайшем будущем будут представлять собой главные поисковые объекты. Поэтому, помимо подготовки к поисковому бурению указанных перспективных локальных структур, дальнейшие геологоразведочные работы необходимо направить на тщательное исследование областей потенциального развития тектонически, стратиграфически и литологически экранированных, а также массивных в биогенном выступе залежей. С этой целью в обязательном порядке должно проводиться комплексирование методов сейсморазведочной съёмки 3D, дешифрирования космических снимков, палеотектонических и палеогеографических реконструкций, фациального анализа и седиментационного моделирования.

Таким образом, историко-статистический анализ ресурсов УВ БХР, основанный на законе распределения выявленных и невыявленных залежей УВ по величине запасов и функции распределения фактически открытых залежей по размеру, позволил провести количественную оценку УВП данной территории и расчёт количества и ориентировочных размеров прогнозных залежей. А комплексный анализ имеющейся геолого-геофизической информации позволил определить их привязку к конкретным НГК, ожидаемый тип флюида и вероятную локализацию с указанием возможных генетических типов залежей и необходимым для их идентификации комплексом дальнейших геологоразведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абидов А.А. и др. Стратегическая программа геологоразведочных работ на нефть и газ в регионах Республики Узбекистан на период 2005-2020 гг. – Отчёт АО «ИГИРНИГМ». – Ташкент, 2004.
2. Максимов С.П., Панкина Р.Г., Смахтина А.М. Условия формирования углеводородных скоплений в мезозойских отложениях Амударьинской газонефтяной провинции. – Геология нефти и газа, № 5, 1987.
3. Мелихов В.Н. Продуктивность и потенциал газонефтеносности Амударьинского мегабассейна. – Геология нефти и газа, № 5, 2009.
4. Нефтеносность мезозойских отложений Западного Узбекистана. – Ташкент: Изд-во «Фан», 1977.
5. Нуғманов А.Х. Условия формирования и закономерности размещения ловушек нефти и газа в юрских отложениях Юго-Западного Узбекистана. – Ташкент: изд-во «Фан», 1986.
6. Питер Р. Роуз. Анализ рисков и управление нефтегазопоисковыми проектами. – М. – Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.
7. Сивайкова Т.В., Хафизов С.Ф. Закономерности размещения залежей различного типа и перспективы нефтегазоносности Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. – Нефтяное хозяйство, № 8, 2017.
8. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. – Екатеринбург, Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010. – 236 с.
9. Шпильман В.И., Цзинь Чжи Цзюнь. Закон распределения выявленных и невыявленных залежей нефти и газа по величине запасов. – Геология нефти и газа, № 11, 1993.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

ОБЗОР И ОЦЕНКА ПРИЧИН НЕВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ХМАО – ЮГРЫ

Т.Н. Печёрин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Несмотря на то, что условия лицензионных соглашений в большинстве случаев предписывают недропользователям осуществлять разработку месторождений УВС на основании проектных документов, по одному из основных показателей разработки, а именно, годовой добыче нефти, наблюдается постоянное невыполнение проектных уровней, значительное даже в масштабе округа (рис. 1).

Анализируя динамику добычи за последние 10 лет (2007-2016 гг.), отметим, что отставание фактической добычи нефти от проектной в целом по ХМАО достигало величины порядка

10 млн т в год в течение 2007-2011 гг. и в 2014 г. Случаи сближения фактической и проектной добычи в 2012 и в 2015-2016 гг. сопровождались корректировкой проектных показателей по большому количеству месторождений. Проектные уровни добычи нефти при этом снижались, тогда как динамика фактической добычи по округу не менялась — сохраняя наметившуюся после 2008 года тенденцию к монотонному снижению.

Как следствие, если фактическая добыча нефти по ХМАО по сравнению с максимальным значением, достигнутым в 2007 году (278.4

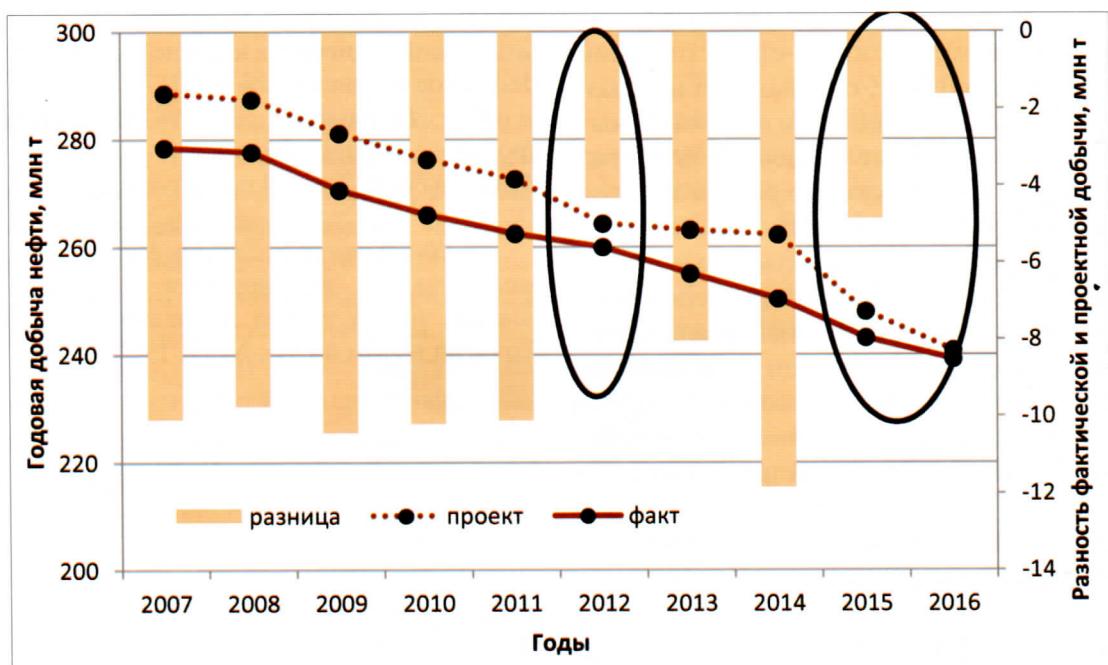


Рис. 1. Динамика отставания фактической добычи нефти по ХМАО от проектной за последние 10 лет

млн т), снизилась к 2016 году на 39.3 млн т, то по проектному уровню снижение было еще большим – на 47.7 млн т. И даже с учетом корректировок проектной добычи суммарный недобор нефти по сравнению с проектом в целом по округу превысил 80 млн т.

В 2016 году фактические и проектные уровни добычи в целом по округу были близки, отличаясь на 1.7 млн т (0.7%), т.е. на минимальную за последние 10 лет величину. Однако и в означененный год добыча нефти была ниже проектных уровней по 161 месторождению из 358 с действующими проектными документами. Кроме того, из этих 358 месторождений, по 99 проектный документ принят как раз в 2016 году и еще по 108 месторождениям – в 2015 году. Иными словами, месторождения ХМАО можно условно разделить на две группы: месторождения со «свежими» проектными документами (чьи показатели отражают фактическое состояние разработки) и месторождения, отстающие от проекта по добыче нефти. Судя по количеству первых (207) и вторых (161), при общем количестве месторождений с проектными документами (358), одновременная принадлежность к обеим группам встречается крайне редко. Соответственно, в отсутствие частных корректировок проектных показателей, характерной является тенденция к прогрессирующему отклонению от них фактических уровней добычи, причем к отклонению преимущественно в меньшую сторону.

Согласно распространенному мнению, отставание от проектной добычи обусловлено невыполнением предусмотренных проектом объемов эксплуатационного бурения и ввода новых скважин. Однако итоги, по крайней мере, 2016 года не подтверждают эту взаимосвязь, поскольку эксплуатационное бурение в целом по округу выполнено в сверхпроектных объемах (на 27.7%). За год введено 4188 новых скважин, предусмотрено проектами было 3607 скважин, т.е. проектный показатель в целом по ХМАО выполнен на 116.1%.

Вместе с тем наблюдается некоторое отставание от проекта по эффективности ввода новых скважин: в 2016 году добыча нефти на 1

новую скважину в среднем составила 4.5 тыс. т, по проекту – 4.9 тыс. т (на 7.5% меньше). Таким образом, принятые при проектировании представления о продуктивности новых скважин не подтверждаются, однако сверхпроектные объемы бурения данную составляющую отставания компенсировали, так что суммарная добыча из скважин, введенных в 2016 году, составила 18.8 млн т – на 7.4% выше, чем предусматривалось проектными документами (17.5 млн т).

Следовательно, по крайней мере в 2016 году отставание фактической добычи нефти по ХМАО от проекта обусловлено меньшими отборами из переходящего фонда. Причем и в данном случае отставание не связано с меньшим количеством скважин. В 2016 году переходящий фонд действующих добывающих скважин в целом по ХМАО насчитывал 71087 ед. – на 0.3% выше их проектной численности (70849 ед.). Главной причиной меньших отборов из переходящих скважин выступает фактор снижения добычи из них – закономерный процесс, связанный, согласно работам Р.И. Медведского [1] и В.Д. Лысенко [2], с исчерпанием извлекаемых запасов, дренируемых каждой из скважин.

Как следует из соотношений, приведенных в вышеуказанных работах, более быстрое, чем предусматривалось проектом, снижение добычи в скважине может быть вызвано либо интенсификацией отборов, либо (если входные показатели текущей добычи близки к проектным) взаимным несоответствием фактических возможностей скважины по дренированию запасов и заложенных при проектировании представлений. Кроме того, если преждевременное снижение добычи наблюдается в среднем по фонду (при численности скважин более 1), то в качестве еще одной его причины следует отметить преждевременное выбытие скважин, не выработавших свой добычный потенциал.

При разработке на естественном режиме преждевременное падение связано преимущественно с неудовлетворительной геолого-физической изученностью, обусловившей неверные представления о продуктивных пластах (когда факторы, осложняющие выработку запасов, при проектировании не учитываются, либо не-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

дооцениваются). В качестве примеров недооценки следует отметить упругоемкость пласта, чьи характеристики принимались по аналогии; предположительно нефтепродуктивные пропластки, по факту оказавшиеся низкопроницаемыми, непроницаемыми или водонасыщенными, а также прерывистое строение, которое не может быть корректно учтено при расчетах на гидродинамических моделях, основанных на уравнениях механики сплошной (а не прерывистой) среды. Как следствие, извлекаемые запасы, приходящиеся на каждую скважину, за-кладывались при проектировании на более высоком уровне, чем соответствующая скважина оказалась способна обеспечить фактически.

С одной стороны, неудовлетворительно низкие фактические показатели добычного потенциала скважин могут быть увеличены искусственно. В частности, переход от естественного режима к искусственному заводнению способен увеличить добываемые возможности за счет стабилизации энергетического состояния пласта и вытеснения нефти не только силами упругого расширения, но и нагнетаемой водой. Однако неподтвержденность коллекторских

свойств и характера насыщения проявляется в т.ч. и при жестко-водонапорном режиме, сопровождаясь, помимо прочего, преждевременным обводнением добываемой продукции.

Кроме того, в условиях разработки при заводнении преждевременное снижение добычи может быть вызвано и другими факторами. В качестве таковых следует отметить геологотехнологический фактор (неэффективность заводнения в соответствующих геолого-физических условиях) и промысловый фактор (нерациональное использование эксплуатационного фонда и запаздывание в выполнении проектных решений).

Для оценки влияния каждого из факторов (геолого-физической изученности, геологотехнологического, промыслового) на каждом из эксплуатационных объектов, на которых в 2016 году наблюдалось опережающее снижение добычи из переходящего фонда, выполнено сравнение проектных и фактических значений по еще двум показателям – текущей компенсации и обводненности. В зависимости от их соотношений сформулировано 6 основных гипотез (табл. 1).

Таблица 1

Гипотезы преждевременного снижения добычи нефти из переходящего фонда по эксплуатационным объектам, разрабатываемым с применением заводнения

№	Компенсация	Обводненность	Гипотеза
1	более 100%	выше проекта	Развитие каналов техногенной трещиноватости из-за высокого давления нагнетания, прорыв нагнетаемой воды, большая часть пластового объема не охвачена процессом вытеснения .
2	более 100%	ниже или близка к проекту	Опережающее формирование системы заводнения, перевод под нагнетание высокопродуктивных добывающих скважин
3	около 100%	выше проекта	Выборочное вытеснение нефти водой из высокопроницаемых разностей
4	менее 100% и ниже проекта	выше проекта	Неподтвержденность представлений о характере насыщения коллекторов, продуктивности пласта, принятых при проектировании
5	менее 100% и ниже проекта	ниже проекта	Отставание в формировании системы заводнения, участие в выработке запасов механизмов естественного режима, ухудшение энергетического состояния
6	около 100%	близка к проектной	Нерациональное использование эксплуатационного фонда (преждевременное выбытие и т.п.)

Отдельно необходимо отметить первую из перечисленных гипотез, сформулированную Р.И. Медведским в 2004 году [3-4], поскольку эффекты, связанные с напряженно-деформационным состоянием породы и их влияние на проводимость пласта [5] не учитываются, как правило, в гидродинамических моделях, используемых в качестве основы для проектирования.

Очевидно, что при разработке с применением заводнения фактор геолого-физической изученности может проявиться при подтверждении четвертой из вышеперечисленных гипотез. При неподтверждении представлений о характере насыщения преждевременное снижение добычи сопровождается опережающим же обводнением добываемой продукции при отсутствии сверхпроектных объемов нагнетаемой воды – т.е. обводнение происходит за счет подвижных пластовых вод, содержащихся в пропластках, при проектировании принимавшихся как нефтепродуктивные.

В тех случаях, когда преждевременное снижение добычи сопровождается опережающим обводнением за счет нагнетаемой воды (гипотезы 1 и 3), проявляется действие геолого-технологического фактора. Наконец, на влияние промыслового фактора указывают гипотезы 2, 5 и 6.

Всего исследовано 276 эксплуатационных объектов 163 месторождений ХМАО – Югры. Каждый из исследованных объектов либо разрабатывался с применением заводнения, либо нагнетание воды на нем предусматривалось на 2016 год проектными решениями. Необходимо отметить, что на 112 из 276 объектов преждевременное снижение добычи из переходящего фонда сочеталось со сверхпроектной компенсацией отборов, в т.ч. с коэффициентом текущей компенсации выше 100% – на 107 объектах. С другой стороны, компенсация ниже проекта отмечена на 102 объектах. На 119 объектах преждевременное снижение добычи из переходящего фонда сопровождалось опережающим обводнением.

Тем не менее, первая из сформулированных гипотез, как показали результаты анализа, не является преобладающей. На наибольшем

числе объектов (91 из 276, т.е. примерно на каждом третьем) отмечены признаки неподтвержденностии представлений о характере насыщения и коллекторских свойствах. Признаки прорыва воды в результате перекомпенсации наблюдаются на 67 объектах; напротив, отставание в формировании системы заводнения – на 53 объектах. На 40 объектах предполагается перевод под нагнетание высокопродуктивных скважин со значительным добывачным потенциалом (гипотеза 2), в связи с чем коэффициент компенсации превышает проектный (система заводнения формируется с опережением), а обводненность отстает, поскольку из добычи выбывают в первую очередь скважины с наибольшей долей воды в добываемой продукции. Признаки избирательного вытеснения (гипотеза 3) установлены на 17 объектах, признаки нерационального использования фонда – на 8 объектах.

Таким образом, на 160 из 276 объектов (58% от общей численности выборки) преждевременное снижение добычи из переходящего фонда сочетается с различными отклонениями в формировании проектной системы заводнения (как перекомпенсация и преждевременный перевод скважин, так и, напротив, отставание). На 108 объектах представления (либо о коллекторских свойствах, либо об эффективности завоdнения), принятые при проектировании, не подтвердились. Наконец, на 48 объектах эксплуатационный фонд используется неэффективно – в неработающие категории либо под нагнетание выбывают относительно высокопродуктивные скважины.

Интерес представляют также геолого-физические условия, в которых проявляются признаки, свидетельствующие в пользу той или иной гипотезы.

Так, 40 из 67 объектов, где отмечен прорыв воды при перекомпенсации, отнесены к горизонтам АС-АВ или к верхнеюрским пластам. И те, и другие характеризуются значительной фильтрационной и геологической неоднородностью.

Из 40 объектов с признаками перевода под нагнетание высокопродуктивных скважин, 21

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

объект отнесен к неокомскому НГК, в пределах ХМАО – Югры в наибольшей степени охарактеризованному опытом разработки. Еще 9 объектов представлены отложениями верхней юры и расположены в пределах Вартовского свода.

Из 17 объектов, где вытеснение нефти нагнетаемой водой имеет предположительно выборочный характер, 10 входят в горизонты БС и АС-АВ. К последним относятся и пласти типа «рябчик», характеризующиеся чрезвычайной изменчивостью свойств по разрезу.

Из 91 объекта с установленными признаками неподтвержденности представлений о характере насыщений, 59 отнесены к неокомскому НГК, т.е. неудовлетворительная изученность соответствующих пластов сочетается со значительным опытом разработки.

Признаки отставания в формировании системы заводнения отмечены на 36 неокомских и 10 верхнеюрских объектах, притом, что всего объектов с соответствующими признаками – 53.

Наконец, из 8 объектов, на которых предполагается нерациональное использование скважин, 5 отнесено к юрским отложениям.

Резюмируя вышесказанное, необходимо отметить, что признаки неэффективности заводнения и (или) отклонений в формировании системы заводнения отмечаются, главным образом, на неокомских и отчасти на верхнеюрских (т.е. длительно разрабатываемых) объектах. Соответственно и указанные отклонения могут иметь системный и долгосрочный характер.

Из 276 объектов выборки 55 отнесены к нефтегазоносным комплексам и свитам с трудноизвлекаемым запасами, согласно классификации Халимова-Лисовского [6]. Из этих 55 объектов на 19 отмечены признаки неподтвержденности принятых при проектировании представлений о пласте и на 18 – признаки неэффективности заводнения.

В том числе в условиях покурской свиты, нефть которой характеризуется повышенной вязкостью, преждевременное снижение добычи из переходящего фонда связано с прорывом нагнетаемой воды вследствие перекомпенсации. На объектах викуловской свиты, отличающихся повышенной расчлененностью (в т.ч. по причине многопластового характера выделяемых эксплуатационных объектов), отмечены признаки неподтвержденности представлений о свойствах пласта. На низкопроницаемых, со сложным геологическим строением пластах ачимовской толщи и тюменской свиты (ачимовские пласти одновременно представлены еще и гидрофильтральными и недонасыщенными коллекторами) преждевременное снижение добычи сопровождается общим набором отклонений. В их числе прорыв воды из-за перекомпенсации, перевод под нагнетание высокопродуктивных скважин и неподтвержденность представлений о свойствах пласта. На нижнеюрских объектах, где разработка осложнена повышенным газосодержанием, также наблюдается преждевременное обводнение по причине перекомпенсации, неподтвержденность представлений о коллекторских свойствах и избирательное вытеснение нефти из высокопроницаемых разностей. Наконец, по единственному доюрскому объекту, включенному в выборку, отмечается отставание по формированию системы заводнения. Для доюрских (как триасовых, так и палеозойских) пластов месторождений ХМАО – Югры характерным является смешанный тип проводимости, что существенно затрудняет процесс вытеснения из них нефти нагнетаемой водой. В условиях смешанной проводимости вероятной представляется циркуляция нагнетаемой воды между нагнетательными и добывающими скважинами в пределах наиболее проводимой (трещинной) составляющей, в то время как основной объем пласта остается неохваченным процессами заводнения.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

ЛИТЕРАТУРА

1. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – Санкт-Петербург. – Недра. – 2004. – 192 с.
2. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра. – 1993.
3. Медведский Р.И., Юсупов К.С. Трансформация структуры пласта при нагнетании воды // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса на современном этапе. – ТюМГНГУ. – Изд. Слово. – 2003.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Печёрин Т.Н. Прогнозирование выработки запасов нефти из коллекторов с высокой фильтрационной неоднородностью / Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы IX научной конференции – Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис». – 2005. – Т.1. – С. 390-400.
5. Севастьянов А.А., Лаптиев П.А., Печёрин Т.Н. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на выработку запасов и технологические решения / Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы XI научной конференции – Ханты-Мансийск, Изд-во «ИздатНаукаСервис». – 2008. – Т.2. – С. 342-346.
6. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Вестник ЦКР Роснедра. – 2005. – № 1. – С. 17-19.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗОННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Т.Н. Печёрин
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Многозонный гидроразрыв пласта (далее – МГРП) предназначен для повышения эффективности бурения горизонтальных скважин и заключается в создании нескольких зон трещиноватости вдоль горизонтального ствола. При этом достигается не только повышение производительности скважины (по аналогии с обычным гидроразрывом), но и увеличение дренируемого объема, т.к. вертикально ориентированные трещины создают гидродинамическую связь с невскрытыми горизонтальным стволом пропластками. Тем самым минимизируется один из главных недостатков горизонтальной скважины, а именно, низкий охват по разрезу расчлененного пласта.

Применение многозонного гидроразрыва на территории ХМАО – Югры начато после 2010 г., прежде всего на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ», а также на опытном участке Приобского месторождения ПАО «НК «Роснефть». Результаты опытных работ на Приобском месторождении послужили основой для формулирования критериев применения многозонного гидроразрыва, который был представлен в 2012 г. в рамках статьи [1]. Согласно данной работе, для успешного бурения горизонтальных скважин с МГРП необходимо выполнение следующих критерий:

1. Нерентабельность – для ННС+ГРП.
2. Изолированность пластов (пропластков) в разрезе.
3. Общая толщина объекта $H_{общ}$ – менее 100 м.
4. Толщина продуктивных пропластков h_n – не менее 2 м.
5. Глинистые перемычки Δh_{gl} – не более 3-4 м.
6. Проницаемость пластов k – менее 5 мД.

7. Проводимость ($k \cdot h$) пластов – менее 30 мД·м.
8. Нефтенасыщенность β_{nn} – не менее 60%.
9. Эксплуатационная колонна $D_{эк}$ – 178 мм.

Очевидно, что диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}$ зависит не от характеристик пласта, а от технологии бурения – а, следовательно, не имеет значения при выборе объектов и месторождений для проведения ГТМ (многозонного гидроразрыва в том числе). Второму из критериев соответствует само определение пласта, как слоя осадочных пород, ограниченного по вертикали поверхностями напластования. Гидродинамическая связь между пластами может быть либо создана искусственно (например, за счет неконтролируемого распространения трещин гидроразрыва), либо свидетельствовать о некорректности выделения пластов, когда пачки одного пласта, различающиеся по фильтрационно-емкостным свойствам, рассматриваются в качестве отдельных объектов при подсчете запасов.

С учетом вышесказанного, из представленного перечня интерес для анализа представляют критерии 1 и 3-8, характеризующие как геологическое строение, так и коллекторские свойства пласта. Однако их обоснованность вызывает сомнения, поскольку критерии определены на материале одного месторождения. Кроме того, выполнение всех условий существенно ограничивает область применения технологии и в подавляющем большинстве случаев может вовсе оказаться невозможным.

Например, на пластах ачимовской толщи низкая проницаемость сочетается с низкими же значениями начальной нефтенасыщенности

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

сти, так что выполнение критерия по первой из названных величин может сочетаться с невыполнимостью по второй. Объектам тюменской и викуловской свит, также низкопроницаемым, в свою очередь, присуща значительная глинизация и низкая песчанистость, когда большие общие толщины сочетаются с малыми эффективными, а продуктивный разрез представлен многочисленными маломощными пропластками. Наконец, для верхнемеловых отложений характерным является чрезвычайная изменчивость коллекторских свойств по разрезу (пример – пласт АВ₁₋₂ «Рябчик» Самотлорского месторождения), что также затрудняет обоснование геолого-технологических мероприятий, исходя из перечисленных критериев [1].

Несмотря на приведенные обстоятельства, фактическое применение технологии МГРП в масштабе ХМАО – Югры за последние годы стало массовым. В течение 2014–2015 гг., соглас-

но материалам недропользователей, бурение горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом и операции многозонного ГРП на ранее пробуренных скважинах отмечены на 55 эксплуатационных объектах 46 месторождений. Эти объекты активно разбуриваются, на них в указанный период пришлось 1948 из 5402 (36%) скважин обычного профиля, пробуренных на месторождениях ХМАО – Югры и 259 из 1692 (15.3%) горизонтальных скважин. Мероприятия по проведению многозонного гидроразрыва выполнены в объеме 278 операций, включая 231 операцию при вводе новых горизонтальных скважин и 47 операций на переходящем фонде. В задачу настоящего исследования входит со-поставление характеристик объектов, на которых применялся многозонный гидроразрыв, с критериями [1] и оценить степень значимости последних для эффективности применения данной технологии.

Таблица 1

Показатели применения многозонного гидроразрыва и бурения скважин в зависимости от соответствия объектов выборки критерию неэффективности наклонно-направленных скважин

Пробурено скважин, ед.	ННС не бурятся или малоэффективно	
	да	нет
– обычного профиля	86	1862
– горизонтальных	93	166
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	89	142
– на переходящих скважинах	2	45
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	54.4	5294.4
– за счет ГС без МГРП	11.6	191.2
– за счет ГС с МГРП	291.8	957.6
– за счет МГРП на старых скважинах	4.7	227.0
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	0.6	2.8
– за счет ГС без МГРП	2.9	8.0
– за счет ГС с МГРП	3.3	6.7
– за счет МГРП на старых скважинах	2.4	5.0

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

В таблицах 1-7 представлены показатели горизонтального бурения с многозонным гидроразрывом и применения альтернативных мероприятий (бурения скважин обычного профиля, горизонтальных скважин без интенсификации, МГРП на переходящих скважинах), в зависимости от соответствия и несоответствия исследованных объектов каждому из критериев [1], кроме 2 и 9.

Согласно данным таблицы 1, горизонтальные скважины (в т.ч. с МГРП) по большей части бурятся на тех же объектах, что и скважины обычного профиля, причем эффективность бурения последних оценивается по ним как удовлетворительная. На эти же объекты пришелся основной объем операций многозонного гидроразрыва на переходящих скважинах.

Иными словами, нерентабельность наклонно направленных скважин в качестве условия применения МГРП выполняется редко. Объясняется данное обстоятельство тем, что неэффективность бурения скважин обычного профиля обусловлена геолого-физическими условиями пластов, неблагоприятными для разработки как таковой. Соответствующие пласти разбуриваются ирабатываются с меньшей интенсивностью по сравнению с другими эксплуатационными объектами и при более низких экономических показателях. В свою очередь низкие экономические показатели являются сдерживающим фактором для применения новых технологий (к числу которых относят и МГРП), поскольку это сопряжено с повышенными капитальными затратами.

С другой стороны, на объектах, где наклонно направленные скважины не бурятся или показали низкую эффективность ввода, в среднем, больше 50% новых скважин в 2014-2015 гг. являлись горизонтальными, тогда как на остальных объектах выборки доля горизонтальных скважин составила менее 10%. Охват новых горизонтальных скважин операциями многозонного гидроразрыва в первом случае близок к 100%, во втором составил 85.5%.

То есть, горизонтальное бурение с многозонным гидроразрывом при условии неэффективности скважин обычного профиля следует

рассматривать как вынужденную меру для обеспечения рентабельной разработки соответствующих объектов.

На целесообразность применения МГРП в условиях выполнения первого из критериев [1], указывает и распределение показателей удельной эффективности. Дополнительная добыча нефти на 1 новую горизонтальную скважину с МГРП в среднем более чем в 5 раз превышает соответствующий показатель по скважинам обычного профиля. Эффект от проведения МГРП на переходящей скважине эквивалентен дополнительной добыче от ввода 4 новых наклонно направленных скважин и сопоставим с удельной эффективностью горизонтального бурения без интенсификации.

В абсолютном выражении показатели эффективности МГРП выше по объектам, на которых успешно бурятся и скважины обычного профиля. Однако относительная эффективность горизонтального бурения с многозонным ГРП по ним оценивается ниже – добыча нефти в среднем в 2.4 больше, чем на 1 наклонно направленную скважину. Наибольшую удельную эффективность в данной части выборки показало бурение горизонтальных скважин без интенсификации – в среднем почти в 3 раза больше, чем за счет бурения скважин обычного профиля, однако отмечены высокие значения данного показателя, главным образом, на однопластовых объектах с маломощным разрезом.

Таким образом, критерий неэффективности скважин обычного профиля позволяет лишь обосновать первоочередные объекты для применения МГРП. Следование ему не является обязательным условием эффективности, так что ограничение области применения многозонного гидроразрыва пластами с неудовлетворительной эффективностью наклонно направленных скважин нерационально и потому фактически не выполняется.

Критерию общей толщины – третьему из перечня [1] соответствует подавляющее число объектов, где отмечено применение МГРП. Исключение составляют 3 из 55 объектов, которые однако интенсивно разбуриваются (таблица 2).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Таблица 2

**Показатели применения многозонного гидроразрыва
и бурения скважин в зависимости от общей толщины объекта**

Показатели бурения скважин и эффективности МГРП (2014-2015 гг.)	Общая толщина объекта	
	<100 м	>100 м
Пробурено скважин, ед.		
– обычного профиля	1234	714
– горизонтальных	229	30
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	201	30
– на переходящих скважинах	44	3
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	3190.5	2158.3
– за счет ГС без МГРП	202.8	0.0
– за счет ГС с МГРП	1021.7	227.8
– за счет МГРП на старых скважинах	220.3	11.4
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	2.6	3.0
– за счет ГС без МГРП	7.2	
– за счет ГС с МГРП	5.1	7.6
– за счет МГРП на старых скважинах	5.0	3.8

Данное обстоятельство свидетельствует о том, что общая толщина объекта, превышающая 100 м, не является принципиальным сдерживающим фактором для применения многозонного гидроразрыва. Более того, горизонтальное бурение без интенсификации на объектах с большей общей толщиной в исследованный период не применялось ввиду задержки неэффективности, так как обеспечить вскрытие сколь-либо значительной части разреза большой толщины горизонтальным стволом невозможно. Многозонный же гидроразрыв позволяет свести отрицательный эффект от неполного вскрытия разреза к минимуму.

Тем не менее, из 744 новых скважин, в 2014-2015 гг. пробуренных на объектах с общей толщиной более 100 м, только 30 (4%) – горизонтальные. В остальной части выборки горизонтальными являются 15.7% (229 из 1463)

новых скважин. Большинство операций МГРП (как на новых скважинах, так и на ранее пробуренных) приходится на объекты с общей толщиной менее 100 м.

Неоднозначным оказалось и влияние критерия общей толщины на удельную эффективность бурения горизонтальных скважин с МГРП. С одной стороны, данный показатель в среднем в 1.5 раза выше по объектам с общей толщиной более 100 м. С другой стороны, на объектах с меньшей толщиной отмечены высокоэффективные операции горизонтального бурения с МГРП (от 10 тыс.т на новую скважину), тогда как на объектах с большей общей толщиной таких операций не отмечено.

Возможность создания гидродинамической связи с невскрытыми пропластками обусловила и тот факт, что еще один критерий – толщина продуктивных пропластков не ме-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Таблица 3

Показатели применения многозонного гидроразрыва и бурения скважин в зависимости от толщины продуктивных пропластков

Показатели бурения скважин и эффективности МГРП (2014-2015 гг.)	Толщина продуктивного пропластика	
	от 2 м	<2 м
Пробурено скважин, ед.		
– обычного профиля	41	1907
– горизонтальных	15	244
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	7	224
– на переходящих скважинах	0	47
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	108.8	5240.0
– за счет ГС без МГРП	49.9	152.9
– за счет ГС с МГРП	59.6	1189.9
– за счет МГРП на старых скважинах	0.0	231.7
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	2.7	2.7
– за счет ГС без МГРП	6.2	7.6
– за счет ГС с МГРП	8.5	5.3
– за счет МГРП на старых скважинах		4.9

нее 2 м – при выборе объектов для МГРП принимается во внимание сравнительно редко. Из 55 объектов, на которых в 2014-2015 гг. применялся многозонный гидроразрыв, данному критерию соответствует только 3. Причем на эти объекты (табл. 3) в рассматриваемый период пришлось всего 7 операций МГРП при бурении горизонтальных скважин (3% от общего числа) и ни одной операции МГРП на переходящем фонде.

В качестве еще одной причины, по которой объекты для МГРП не соответствуют критерию толщины продуктивных пропластков, следует отметить комплексный характер геолого-физических свойств, присущих продуктивным пластам (об этом уже говорилось выше). Значительные толщины продуктивных пропластков обусловливают высокую продуктивность разреза в целом, и в этом случае в бу-

рении скважин сложного профиля нет необходимости.

Вместе с тем эффективность бурения горизонтальных скважин с МГРП на объектах, соответствующих критерию толщины продуктивных пропластков, существенно выше – в среднем в 1.6 раза. Кроме того, на объектах с меньшими толщинами продуктивных пропластков горизонтальное бурение с МГРП по эффективности близко к результатам проведения многозонного гидроразрыва на переходящих скважинах, что делает второе из названных мероприятий предпочтительнее.

На объектах с пропластками менее 2 м в 2014-2015 гг. пробурено 2151 скважина, из которых горизонтальных – 244 (доля – 11.3%). На объектах, где толщина пропластика выше, больше и доля горизонтального бурения – 26.8%. При этом охват операциями многозонного

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

гидроразрыва новых горизонтальных скважин значительно выше при меньшей толщине продуктивного пропластика – 91.8% против 46.7%. На эти же объекты пришлись все операции МГРП на переходящих скважинах.

Таким образом, следование критерию толщины проницаемых пропластков при выборе объектов для многозонного ГРП является, скорее, желательным, чем обязательным. Фактически МГРП эффективен и в условиях меньших толщин продуктивных пропластков (т.е. на пластах более прерывистых и расчлененных), однако ограничительным фактором в данном случае выступают геолого-физические свойства, неблагоприятные для горизонтального бурения как такового.

Следующий критерий из перечня – глинистые перемычки толщиной не более 3-4 м – представляется сомнительным в контексте влияния на эффективность многозонно-

го гидроразрыва, поскольку протяженность трещин на порядок превышает указанную величину. Как следствие, влияние толщины глинистых перемычек на фактическую удельную эффективность МГРП не отмечено (табл. 4). Соотношение удельной эффективности бурения горизонтальных скважин с МГРП и наклонно направленных скважин в среднем также почти одинаковое, при толщине глинистых перемычек больше и меньше 4 м, и оценивается как 2 к 1.

Существенно повлияла толщина глинистых перемычек на эффективность горизонтального бурения без интенсификации – при толщине глинистых перемычек более 4 м она оценивается в среднем как более чем в 2 раза ниже. Как следствие, именно при данном условии проведение многозонного гидроразрыва (как одновременно с горизонтальным бурением, так и на ранее пробуренных скважинах)

Таблица 4

Показатели применения многозонного гидроразрыва и бурения скважин в зависимости от толщины глинистых перемычек

Показатели бурения скважин и эффективности МГРП (2014-2015 гг.)	Толщина глинистых перемычек	
	<4 м	>4 м
Пробурено скважин, ед.		
– обычного профиля	1054	894
– горизонтальных	190	69
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	171	60
– на переходящих скважинах	39	8
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	2850.9	2497.9
– за счет ГС без МГРП	166.7	36.1
– за счет ГС с МГРП	912.2	337.3
– за счет МГРП на старых скважинах	200.5	31.2
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	2.7	2.8
– за счет ГС без МГРП	8.8	4.0
– за счет ГС с МГРП	5.3	5.6
– за счет МГРП на старых скважинах	5.1	3.9

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Таблица 5

Показатели применения многозонного гидроразрыва и бурения скважин в зависимости от проницаемости пласта

Показатели бурения скважин и эффективности МГРП (2014-2015 гг.)	Проницаемость	
	<5 мД	от 5 мД
Пробурено скважин, ед.		
– обычного профиля	709	1239
– горизонтальных	116	143
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	115	116
– на переходящих скважинах	11	36
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	1869.5	3479.3
– за счет ГС без МГРП	5.4	197.4
– за счет ГС с МГРП	513.7	735.8
– за счет МГРП на старых скважинах	24.3	207.4
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	2.6	2.8
– за счет ГС без МГРП	5.4	7.3
– за счет ГС с МГРП	4.5	6.3
– за счет МГРП на старых скважинах	2.2	5.8

является оптимальным решением. Данное обстоятельство, впрочем, не учитывалось при выборе объектов для МГРП, поскольку большинство операций проведено на пластах с глинистой перемычкой менее 4 м.

Другой критерий – проницаемость менее 5 мД – при бурении горизонтальных скважин с МГРП фактически соблюдается примерно в 50% случаев. Большинство операций МГРП на переходящих скважинах выполнено при более высокой проницаемости (табл. 5). С одной стороны, необходимость интенсификации (в т.ч. методом МГРП) в условиях низкой проницаемости продиктована низкой же исходной продуктивностью скважин. По этой причине предпочтительным представляется бурение на низкопроницаемые пласти именно горизонтальных скважин, чья продуктивность выше, чем у наклонно направленных. С другой сто-

роны, независимо от профиля скважины, продуктивность ее тем выше, чем больше проницаемость.

Дополнительная добыча нефти из новой горизонтальной скважины с МГРП, при проницаемости более 5 мД, в среднем оценивается в 1.4 раза больше, чем на пластах с меньшей проницаемостью, добыча нефти из горизонтальной скважины без интенсификации – в 1.35 раза. Кратно более эффективными на объектах с проницаемостью более 5 мД оказались и операции многозонного ГРП на переходящем фонде. Перечисленные обстоятельства обусловили предпочтительное применение МГРП на переходящих скважинах, пробуренных именно на пластах с большей проницаемостью. Кроме того, высокопроницаемые пласти в целом более активно вовлекаются в разработку.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Таблица 6

**Показатели применения многозонного гидроразрыва
и бурения скважин в зависимости от проводимости пласта**

Показатели бурения скважин и эффективности МГРП (2014-2015 гг.)	Проводимость	
	<30 мД*м	>30 мД*м
Пробурено скважин, ед.		
– обычного профиля	482	1466
– горизонтальных	111	148
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	105	126
– на переходящих скважинах	11	36
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	1058.8	4290.0
– за счет ГС без МГРП	52.9	149.9
– за счет ГС с МГРП	398.5	851.0
– за счет МГРП на старых скважинах	26.1	205.6
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	2.2	2.9
– за счет ГС без МГРП	8.8	6.8
– за счет ГС с МГРП	3.8	6.8
– за счет МГРП на старых скважинах	2.4	5.7

Следует также отметить, что относительная эффективность горизонтального бурения с МГРП, при проницаемости менее 5 мД, сравнительно низкая и в среднем оценивается в 1.7 раза больше, чем эффективность бурения скважин обычного профиля (при проницаемости более 5 мД это соотношение оценивается в 2.25 к 1).

Схожие соотношения (и по аналогичным причинам) наблюдаются при оценке влияния на эффективность многозонного ГРП критерия проводимости (произведения проницаемости на нефтенасыщенную толщину) (табл. 6). Пласти с проводимостью, превышающей отметку в 30 мД*м, разбуриваются более активно. На них же пришелся основной объем операций МГРП на переходящих скважинах. Вместе с тем доля горизонтальных скважин в общем количестве новых при низкой прово-

димости выше – 18.7% против 9.2%, как выше и охват новых горизонтальных скважин операциями МГРП (94.6% против 85.1%).

Тем не менее удельная эффективность бурения горизонтальных скважин с МГРП выше при проводимости более 30 мД*м (в среднем – в 1.8 раза), как и эффективность МГРП на переходящих скважинах (в 2.4 раза). По сравнению с наклонно направленными скважинами горизонтальные скважины с МГРП в среднем эффективнее в 2.3 раза при проводимости от 30 мД*м и в 1.7 раза при меньшей проводимости.

Влияния на удельную эффективность МГРП последнего из рассмотренных критериев (начальной нефтенасыщенности) не отмечено, так что выполняется он сравнительно редко (табл. 7).

Несмотря на то, что более активно разбуриваются объекты с начальной нефтенасы-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Таблица 7

Показатели применения многозонного гидроразрыва и бурения скважин в зависимости от начальной нефтенасыщенности пласта

Показатели бурения скважин и эффективности МГРП (2014-2015 гг.)	Начальная нефтенасыщенность	
	от 60%	менее 60%
Пробурено скважин, ед.		
– обычного профиля	1451	497
– горизонтальных	57	202
Проведено МГРП, скважино-операций		
– на новых скважинах	56	175
– на переходящих скважинах	36	11
Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
– за счет бурения ННС	4184.0	1164.8
– за счет ГС без МГРП	5.4	197.4
– за счет ГС с МГРП	334.7	914.8
– за счет МГРП на старых скважинах	182.8	48.9
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.		
– за счет бурения ННС	2.9	2.3
– за счет ГС без МГРП	5.4	7.3
– за счет ГС с МГРП	6.0	5.2
– за счет МГРП на старых скважинах	5.1	4.4

щенностю более 60%, большинство операций горизонтального бурения (в т.ч. с МГРП) пришлись на пласты с меньшей нефтенасыщенностью. С другой стороны, большая часть операций МГРП на ранее пробуренных скважинах выполнялись на пластах, соответствующих критерию нефтенасыщенности.

В целом необходимо отметить, что из 55 объектов, на которых в 2014-2015 гг. выполнялись операции многозонного гидроразрыва, ни один не удовлетворяет всем критериям, представленным в работе [1]. Отсутствуют в рассмотренной выборке и объекты, не соответствующие хотя бы одному из перечисленных критериев. Таким образом, для эффективного применения МГРП достаточно выполнения одного (любого) из условий, будь то нерентабельность бурения наклонно на-

правленных скважин, низкая проницаемость и т.д. Более того, результаты проведенного выше анализа указывают на неравноценность условий применения МГРП, касательно их влияния на эффективность. Наиболее высокие показатели удельной эффективности бурения горизонтальных скважин с МГРП обеспечивались при толщине продуктивных пропластков от 2 м. При проведении МГРП на переходящих скважинах в качестве наиболее благоприятных условий следует отметить (см. рис. 1) общую толщину менее 100 м, толшину глинистых перемычек менее 4 м и начальную нефтенасыщенность от 60%. В условиях проницаемости менее 5 мД, проводимости менее 30 мД*м и нерентабельности бурения наклонно направленных скважин удельная эффективность МГРП (как при бурении, так и на

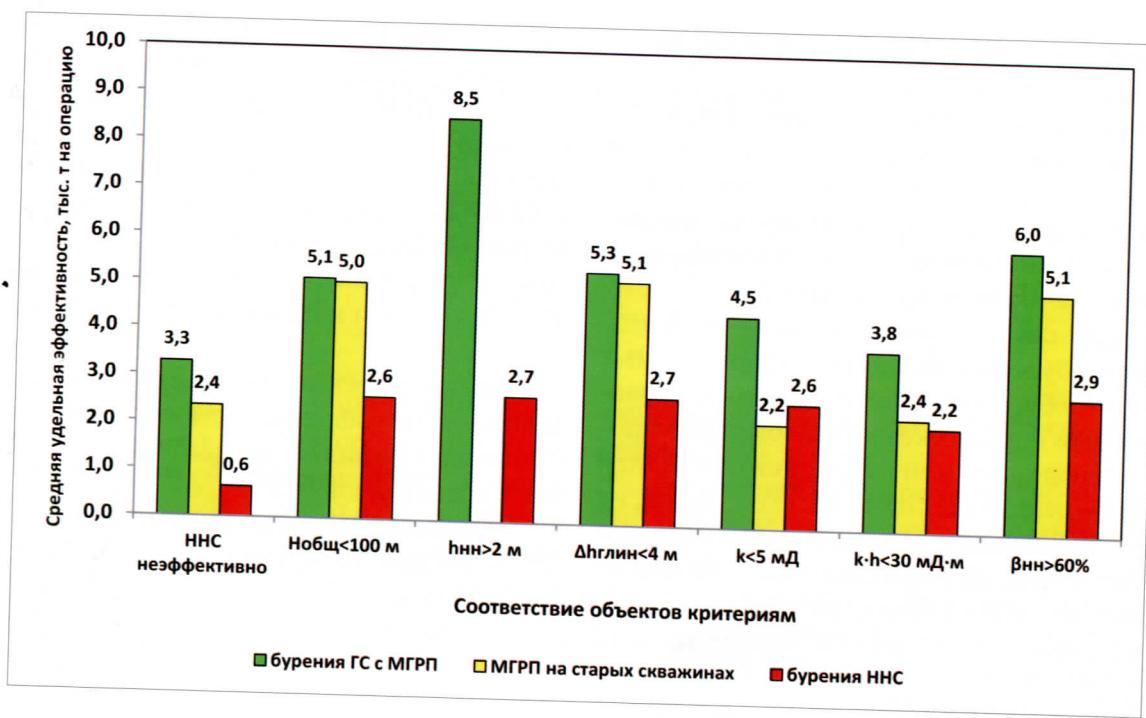


Рис. 1. Зависимость удельной эффективности многозонного гидроразрыва от соответствия критериям применения

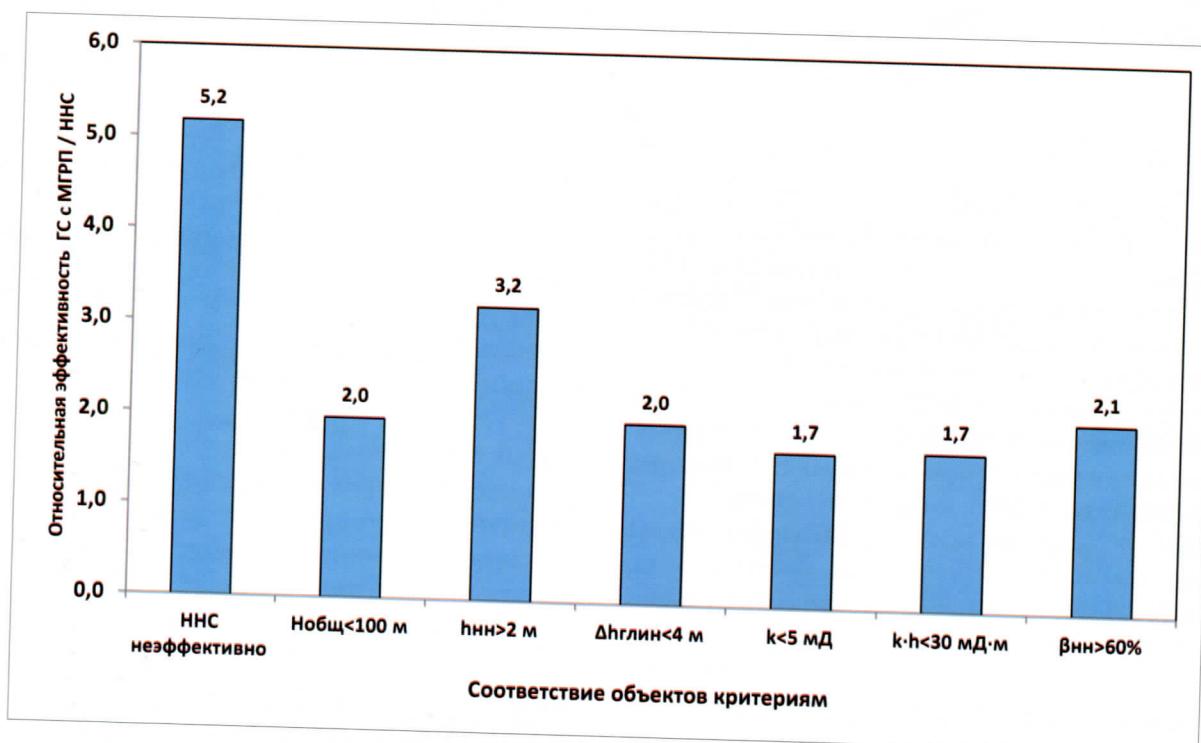


Рис. 2. Зависимость относительной эффективности бурения горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом от соответствия критериям применения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

переходящих скважинах) в абсолютном выражении сравнительно невелика.

Вместе с тем, относительная эффективность, выражаемая как соотношение добычи нефти из новых горизонтальных скважин с МГРП и скважин обычного профиля, оценивается как наибольшая при неэффективности скважин обычного профиля (рис. 2).

В этой связи именно условие нерентабельности бурения наклонно направленных скважин требует отдельного изучения. В рассмотренный период скважины обычного профиля не вводились или вводились со средней добычей менее 1 тыс.т на 13 из 55 объектов, на которых проводился многозонный гидроразрыв. Согласно классификации Халимова-Лисовского, все эти 13 объектов являются сильно расчлененными пластами. Кроме того, 12 из этих 13 объектов, на которые пришлось 88 из 89 операций бурения горизонтальных скважин с МГРП, по той же классификации характеризуются низкой начальной нефтенасыщенностью. Данное обстоятельство противоречит одному из критериев, сформу-

лированных в работе [1], подтверждая этим его незначительность. К низкопроницаемым пластам классификация Халимова-Лисовского относит 9 объектов, на которые пришлось 80 операций, к прерывистым пластам – 12 объектов, на которых выполнено 35 операций. Наконец, 1 объект, на котором выполнена 1 операция горизонтального бурения с МГРП, отнесен к пластам с высоким газовым фактором.

Таким образом, причинами, обусловливающими неэффективность бурения скважин обычного профиля в пределах ХМАО –Югры, чаще всего становятся:

- высокая расчлененность (более 3);
- низкая начальная нефтенасыщенность (менее 55%);
- низкая проницаемость (менее 30 мД);
- прерывистое строение (песчанистость – менее 0.6).

Перечисленное следует рассматривать в качестве условий применения новых технологий нефтедобычи, включая многозонный гидроразрыв пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гилаев Г.Г., Афанасьев И.С., Тимонов А.В., Судеев И.В. и др. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения. – Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2012. – Вып. 27. – С. 22–26.
2. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов. – Вестник ЦКР Роснедра. – 2005. – № 1. – С. 17–19.

ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ЮГРЫ – ОСНОВА АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ОХОТУГОДИЙ

*Л.Н. Казанцева, Ю.В. Казанцев
(АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)*

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, площадь которого составляет 53,48 млн га, является основным нефтегазоносным районом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира, при этом располагает огромным природно-ресурсным потенциалом.

На 22,3 млн га (42% территории округа) осуществляется недропользование (распределённый фонд недр – РФН), лесосырьевые ресурсы составляют 3,2 млрд м³ и сосредоточены на площади 28 млн га [2]. На реках и озёрах выделено более тысячи рыбопромысловых участков, на площади 20,6 млн га (38% от площади округа) закреплены десятки охотничьих угодий. В автономном округе сохранилось традиционное природопользование КМНС (коренных малочисленных народов Севера) – зарегистрировано 475 родовых угодий (территории традиционного природопользования – ТТП) общей площадью 12,6 млн га, что составляет 23% территории Югры. Среди видов традиционного природопользования – рыболовство, охотничий промысел, оленеводство, сбор дикорастущих.

Для компенсации антропогенной нагрузки на природную среду в округе развивается сеть особо охраняемых природных территорий (ООПТ), которая в настоящий момент насчитывает 27 объектов международного, федерального и регионального уровней. Ещё 25 объектов ООПТ планируется создать. Кроме того, некоторые природоохранные функции выполняют территории, на которых установлен запрет использования объектов животного мира, отнесённых к объектам охоты. Та-

ких участков в Югре – 9, их общая площадь составляет 0,72 млн га.

В такой ситуации особенно важно соблюсти интересы всех сторон, поскольку, как правило, на одной территории осуществляется сразу несколько видов природопользования.

Охота исторически является одним из популярных видов природопользования в Югре. Население автономного округа составляет более 1,5 млн человек, из них охотников-любителей насчитывается более 69 тысяч (4,5% населения). Преимущественное количество охотников зарегистрировано в Сургутском (27% от общего числа), Нижневартовском (15%) и Нефтеюганском (14,5%) районах. 86 охотников называют охоту основным видом деятельности [3]. Большое значение охота имеет для традиционного хозяйствования.

С целью инвентаризации и оптимизации использования природных ресурсов АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» в 2011–2012 годах разработало, а в 2016 году актуализировало «Схему размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».

Полученные данные о численности и площадях обитания свидетельствуют о низкой плотности промысловых видов, и это вызвано не только природными факторами. Прежде всего, это особенности проводимого учёта, а также браконьерство копытных.

Анализ использования охотничьих ресурсов округа показывает, что их освоение в среднем не превышает 25,7%. Это говорит о существенном недоиспользовании охотничьих ресурсов.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОЛОГИЯ

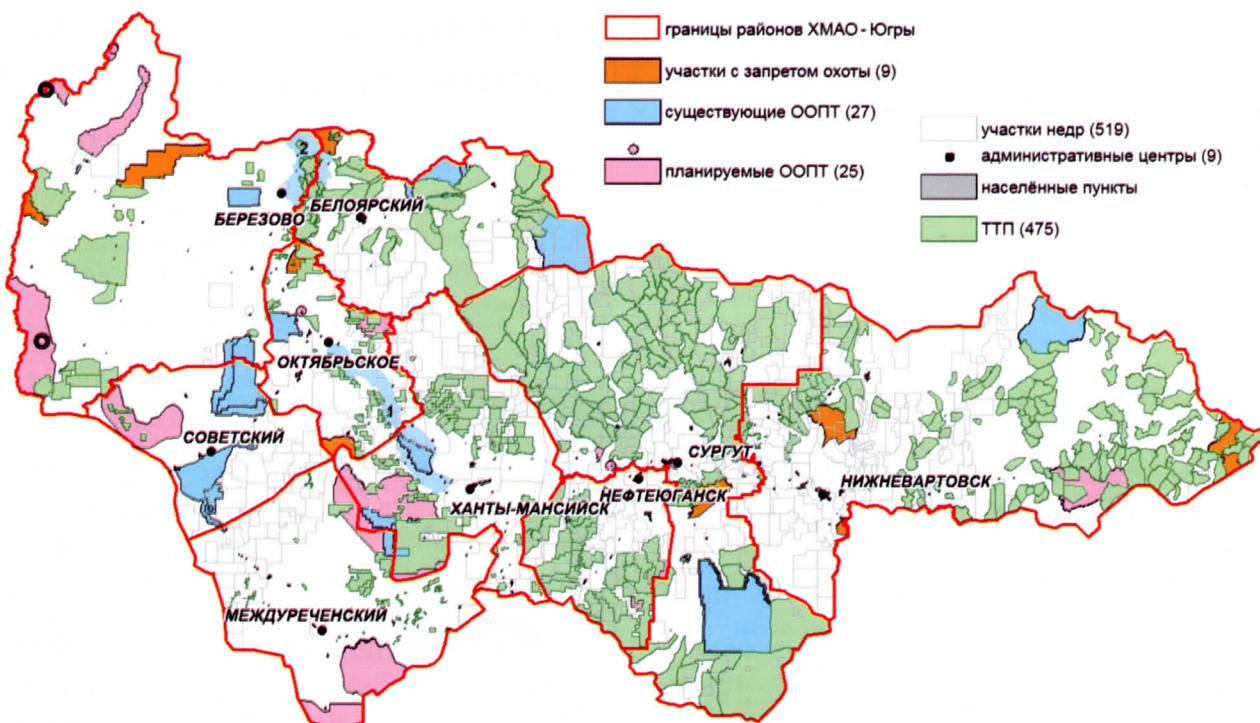


Рис. 1. Особенности природопользования в ХМАО – Югре

Суровые природные условия ХМАО – Югры, низкая плотность населения промысловых животных в сочетании с высокими затратами на материально-технические средства, зоотехнические мероприятия, зимний маршрутный учёт (ЗМУ), а также низкий спрос на пушнину (за исключением соболя), зачастую приводят к нерентабельности охотничьих хозяйств. По данным статистической отчётности 2 ТП-охота, на протяжении целого ряда лет затраты на ведение охотничьего хозяйства пре-вышают доходы на 30-400%. Вследствие этого интерес предпринимателей к ведению охотничьего хозяйства снижается, площади закреплённых охотугодий уменьшаются.

В тоже время развивается сеть ООПТ, которые одновременно являются охотничьими резерватами (зонами охраны охотничьих животных). Кроме того, 17.05.2017 г. истёк пятилетний срок, в течение которого в соответствии с Приказом Минприроды России №137 от 18.05.2012 г. прекращается срок

действия в прежних границах охотугодий, площадь которых больше 1 млн га, таких в ХМАО – Югре – 3.

Эти факторы, а также развитие промышленной инфраструктуры привели к необходимости актуализации Схемы размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории ХМАО – Югры.

В районах проживания большого количества охотников-любителей целесообразно создание общедоступных охотничьих угодий (ООУ). ООУ, учитывая их значительную площадь, должны использоваться как эффективный инструмент управления природными ресурсами, в частности, животным миром. Принципы организации общедоступных охотничьих угодий определяются их ролью в обеспечении равнодоступности, а также возможностью для граждан реализовать право выбора на разные виды охоты:

– Выделение общедоступных угодий – не менее 20% территории – в каждом муници-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОЛОГИЯ

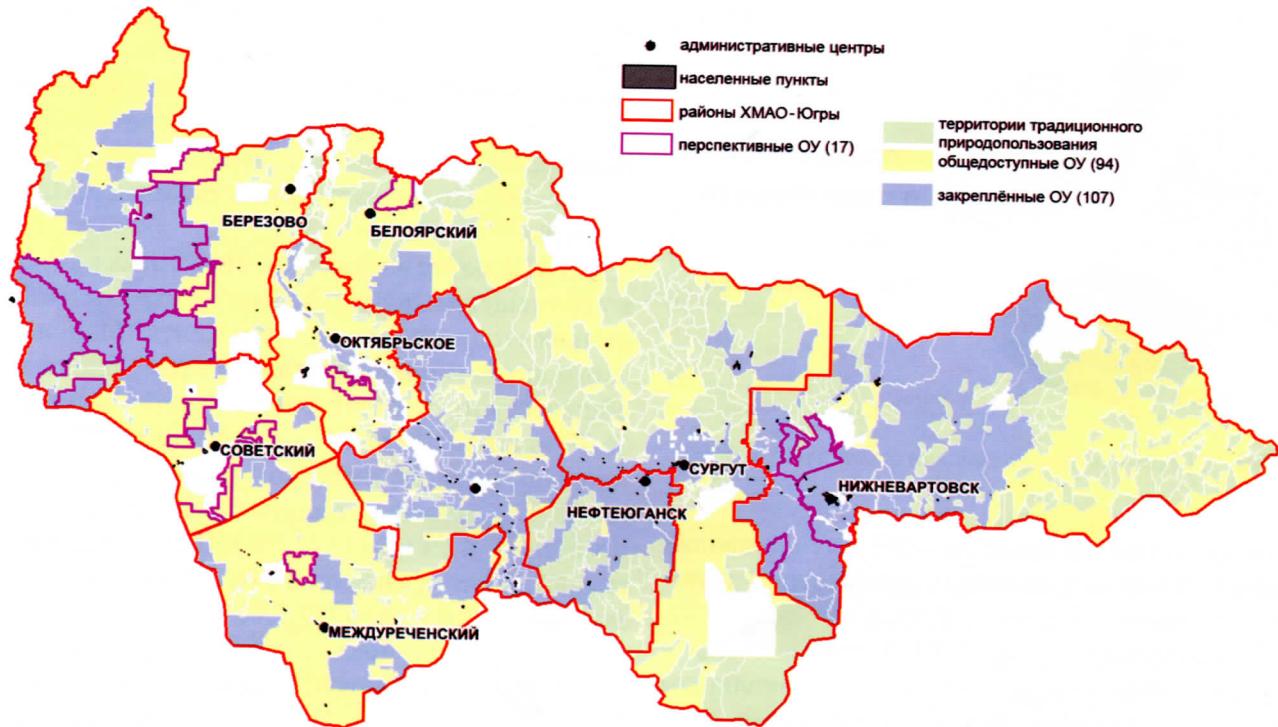


Рис. 2. Расположение охотничьих угодий в соответствии с внесёнными изменениями

пальном районе автономного округа. Тем самым обеспечивается равная возможность для охотников всех поселений.

– Общедоступные угодья должны быть расположены вокруг или примыкать к городам или районным центрам, что решает вопрос фактической доступности к ним большинства охотников района, так как значительная часть из них проживает в городах.

– Типологическая структура ООУ соответствует характеристике угодий по муниципальному району в целом. Соблюдение данного условия в общедоступных угодьях обеспечивает возможность граждан охотиться на все виды животных различными способами.

– Границы ООУ проходят по выраженным на местности объектам (автодорогам, рекам, ЛЭП, лесным кварталам, просекам и т.д.), что способствует их натурному описанию и обозначению на местности.

Общедоступные охотничьи угодья в районах способны полностью функционировать в

качестве самостоятельного охотничьего хозяйства. Для этого необходимо выделение финансовых средств для реализации биотехнических мероприятий, охрану угодий и управления ресурсами.

В районах, где охотничьи ресурсы недействуют, целесообразно создание перспективных зон для образования закреплённых охотугодий (ЗОУ). При создании ЗОУ необходимо соблюдать следующие условия. Угодье должно иметь оптимальную площадь, позволяющую вести экономически рентабельное хозяйство. Площадь ЗОУ должна обеспечить хозяйственную пропускную способность (посещаемость охотниками) и, как следствие, экономическую эффективность данного охотничьего хозяйства. В тайжной зоне авторы считают обоснованным введение минимальной площади охотхозяйства. По нашим расчётам она должна быть не менее 87 тысяч гектар (среднемноголетняя площадь угодий на 1 лося – 2.6 тысяч гектара, норма-

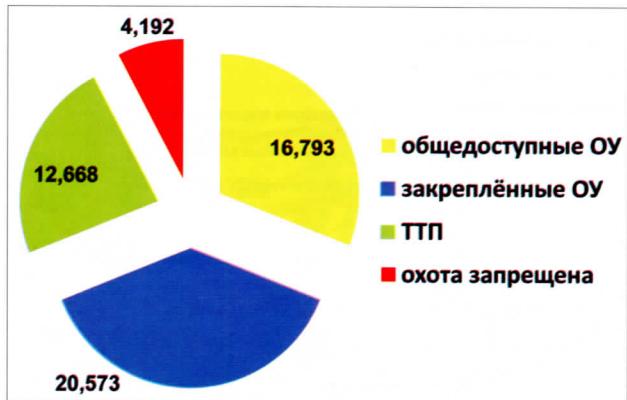


Рис. 3. Соотношение категорий охотничьих угодий

тив допустимого изъятия – 3%), что позволит эффективно использовать охотресурсы и получить квоты на добычу 1 лося.

Выделение зон ЗОУ ТТП производится в соответствии с федеральным и региональным законодательством. В настоящее время площадь и границы ТТП ХМАО – Югры стабильны, на протяжении ряда лет решения о создании либо упразднении ТТП не принимались.

Создание новых зон охраны охотничьих ресурсов не планируется. Предполагается, что расширение сети ООПТ будет способствовать охране охотничьих животных.

Таким образом, изменения, вносимые в Схему, предполагают создание 94 общедоступных охотничьих угодий общей площадью 20,105

млн га во всех административных районах и 17 перспективных зон для предоставления охотничьих угодий в долгосрочное пользование, общей площадью 4,5 млн га, в Березовском, Белоярском, Советском, Кондинском, Октябрьском, Нижневартовском районах ХМАО – Югры.

В результате изменений, внесённых в «Схему размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», площадь общедоступных охотничьих угодий составит 16,79 млн га (31% от площади ХМАО – Югры), площадь закреплённых охотугодий – 20,57 млн га (38,5%), площадь территорий, где охота запрещена – 4,19 млн га (7,8%). Площадь охотугодий, закреплённая за ТТП, останется неизменной – 12,6 млн га (23,7%).

Изменения, предлагаемые АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», одобрены Губернатором ХМАО – Югры. Изменения в Схему внесены Постановлением № 54 от 11 мая 2017 года «О внесении изменений в приложение к постановлению Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 24 июня 2013 года № 84 «О схеме размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»

Нововведения должны положительно сказаться на развитии отрасли в ХМАО – Югре.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчёт «Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2015 году» // ИздатНаукаСервис. – Тюмень, 2016. – 238 с.
2. Департамент природных ресурсов и несыревого сектора экономики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры [Электронный ресурс] // URL: ugrales.ru.
3. Постановление Губернатора ХМАО – Югры от 24.06.2013 г. № 84 «О схеме размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».