Вестник недропользователя

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

- *Анализ аукционов, проводимых Роснедра на территории РФ*

- *Скважина Лекосская 27*

- *Космический геопортал ХМАО - Югры*

№ 22 2011 год

ВЕСТНИК НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

Департамент по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа - Югры

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шпильман А.В.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Алешин С.А., Ахпателов Э.А., Волков В.А., Коровин В.А., Кузьмин Ю.А., Мясникова Г.П., Филатов С.А. Тепляков Е.А., Толстолыткин И.П., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:

Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:

Мистюрина Ю.В.

Адрес составителя сборника *(для направления статей, замечаний, предложений):*
ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»
625026, г. Тюмень,
ул. Малыгина, 75, а/я 286.
Телефон: (3452) 22-97-34
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

© ГП «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана»

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

Тираж: 500 экземпляров

Электронный адрес «Вестника недропользователя»:

www.oilnews.ru

Содержание

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

4-16 Конюхов В.И. Об инновациях в поисково-разведочных работах на нефть и газ

17-23 Акуленко М.В. Анализ аукционов, проводимых Роснедра на территории Российской Федерации (по опубликованным материалам в СМИ)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

24-35 Ирбэ В.А. Изучение разноудаленных от стенки скважины коллекторов с водами неодинаковой минерализации, определяемой в лаборатории и по данным ГИС

36-43 Ансимова В.А., Сахарова М.С. Уточнение геологической модели строения залежей пластов $Ю_2$ и базального Западно-Вандмторского месторождения

44-51 Пенягин Н.В., Жестков Д.Н. Особенности корреляции верхнеюрских продуктивных отложений на территории Бахиловского мегавала (Западная Сибирь)

52-60 Могучева Н.К. Перегоедов Л.Г., Алейников А.Н., Куцман А.Н., Сивчиков В.Е., Тимохин А.В. Новые данные по расчленению разреза, вскрытого скважиной Лекосской 27

Информационные технологии

61-67 Плавник А.Г., Сидоров А.Н. Анализ ошибок аппроксимации при геокартировании с использованием сплайн-аппроксимационного метода

Экология

68-72 Ремень Н.С., Брагин Е.А., Алешин С.А. Космический геопортал Ханты-Мансийского автономного округа

Экономика

73-78 Белякова О.О., Захарченко Н.Н., Филатов С.А. Учет факторов риска при реализации инвестиционных проектов в сфере недропользования

15 апреля 2011 исполнилось бы 70 лет

Шпильману Владимиру Ильичу

Чрезвычайно трудолюбивый и талантливый человек, крупный ученый, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик Российской академии естественных наук, лауреат Государственной премии СССР. Он был первым директором Научно-аналитического центра рационального недропользования (ГП «НАЦ РН»), которое было создано в 1993 году совместным решением администрации Ханты-Мансийского автономного округа, Совета народных депутатов. Владимиру Ильичу удалось создать свой «Храм науки», уникальное предприятие, где работают специалисты-единомышленники.

Главным направлением деятельности Центра вот уже более 17 лет является научное обоснование и проработка и подготовка управленческих решений для обеспечения рационального использования недр Ханты-Мансийского автономного округа.

Сегодня в структуре Центра действует 13 подразделений, где трудятся более 300 специалистов, среди них два доктора и 25 кандидатов наук. Здесь широко используются компьютерные технологии обработки информации, формируется интегрированная база данных по рациональному размещению объектов добычи, геологическому изучению недр, экологии.

В 2001 году Центру рационального недропользования присвоено имя его первого руководителя.

В 2002 году Владимиру Ильичу было присвоено звание Почетный гражданин г. Ханты-Мансийска.

В 2003 году было запущено в эксплуатацию первоклассное кернохранилище в Ханты-Мансийске, оснащенное современным оборудованием.

В 2006 году на карте ХМАО появилось новое нефтяное месторождение им. В.И. Шпильмана.

ОБ ИННОВАЦИЯХ В ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

В.И. Конюхов

Наука необходима народу.
Страна, которая ее не развивает,
неизбежно превращается в колонию.
Ф. Кюри

Возрастающие в настоящее время масштабы потребления углеводородных ресурсов свидетельствуют о вступлении современного мира в новую фазу развития, характеризующуюся существенным изменением в энергетических стратегиях различных стран. Богатство России энергоресурсами и сформированность топливно-энергетического комплекса – главное преимущество ее в мировом хозяйстве. Наша стратегия также вырабатывалась, можно сказать, зигзагообразно. Так, в начале 2000-х годов выдвигался принцип: Природную ренту - народу! Затем – Даешь нанотехнологии! Однако основными источниками энергии еще долго будут оставаться нефть и газ. Для того чтобы появились новые технологии, пошел инновационный процесс, необходимы инвестиции. На всех уровнях обсуждают, как создать заинтересованность в инновациях. Эти вопросы находятся на контроле первых лиц государства, но должного поступательного движения пока не наблюдается. Так в чем же дело? Может быть в том, что мы конечный эффект хотим получить сразу? Или недооцениваем какие-то еще виды деятельности в решении данной проблемы? Все ли ее понимают одинаково?

Природа инноваций. *Инновация – это изобретение, нововведение в области техники, технологии, организации труда, основанное на использовании научных разработок, передового опыта, обеспечивающее качественное повышение эффективности производственной системы или качества продукции.* Под инновацией понимается именно путь от возникновения и разработки исходной идеи, создания новой технологии или улучшения некоего процесса, например, через получение патента и изготовление опытного образца или модели выпускаемой продукции и получение прибыли от ее продажи.

Новые направления в науке, действительно, возникают в результате продолжительных исследований в крупных научных центрах. Работы ученых, занимавшихся изучением микроскопических структур, размеры которых составляют десятки нанометров (1 нм=10^{-9} м), сначала имели чисто познавательный характер. Когда же выяснилось, что некоторые виды наноструктур обладают уникальными полезными свойствами, тогда начала формироваться наука со значительным числом ответвлений в практические области. Так родилась нанотехнология. Впервые с наших «высоких» трибун слово «нано» прозвучало в 2008 г., затем были приняты соответствующие федеральные целевые программы до 2010 – 2012 гг.

Любая инвестиционная цепочка начинается с идеи (изобретения), за которой следуют исследовательские, а затем, в случае успеха, опытно-конструкторские разработки. В итоге появляется опытный образец. На Западе результаты этих работ передаются в какую-нибудь «spin-off» (ответвляющуюся от университета) самостоятельную фирму или «start-up» (начинающую компанию), чтобы изготовить небольшую серию и оценить рыночные перспективы воплощенной в конкретное изделие идеи. И только после этого, если все сложилось удачно, наступает этап внедрения в массовое производство.

Однако имеются и *локальные инновации* не в смысле их научной ограниченности, а в том,

что они могут решать какие-то более узкие по отношению к нанотехнологиям производственные задачи. К примеру, могут ли быть инновации в геологической практике? Безусловно. Но особенность их заключается в том, что они появляются не в рамках какой-либо одной научной дисциплины (геофизика, геохимия и др.), а на стыке результатов исследований по многим из них, так что отдать предпочтение какому-либо одному направлению очень трудно. Поэтому об инновациях в геологической науке фактически не слышно.

Как же может выстраиваться указанная цепочка, в частности, при проведении геологоразведочных работ (ГРР)? Например, возникла идея установить природные закономерности размещения залежей нефти (газа) в каком-то перспективном комплексе отложений на слабоизученной территории.

Коллектив единомышленников трудится над этой проблемой. Далее появляется ее решение, под которым могут подразумеваться карты, разрезы и т. п., то есть упоминавшийся «образец». Вполне понятно, что это не всякое новшество, а такое, которое может серьезно повысить достоверность прогноза. Затем для подтверждения идеи необходимо пробурить поисковую скважину, что может выполнить другая организация (малое предприятие), специализирующаяся на таких видах работ. При обнаружении месторождения появляется коммерческий продукт (упоминавшаяся «серия»). Выявление его первой скважиной на основании научных разработок – разве не есть инновация на фоне 5–6 скважин, а то и более, которые бурятся для открытия такого объекта? Стоимость поисковой скважины глубиной до 4–5 км в труднодоступном районе может составить 200–250 млн рублей, а с проходкой по фундаменту возрастет еще на 20%. А если поиск ведется на десятках площадей, то ясно, какую можно получить экономию средств. Инновационным продуктом могут считаться различные новые дистанционные методы, позволяющие отрисовать в осадочной толще не только структурные формы, но и с высокой достоверностью спрогнозировать в них залежи углеводородов (УВ). В этом плане рассмотрим проблемы Западной Сибири.

Природа нам благоволила, когда произошло открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Достаточно вспомнить всемирно известные Самотлорское, Уренгойское месторождения. Это был фейерверк отечественной геологии. Но время обнаружения гигантских скоплений УВ, связанных со значительными по размерам антиклинальными структурами, прошло. Поиск месторождений существенно осложнился: выявляемые ныне месторождения чаще всего небольшие по запасам, нередко залегают на больших глубинах и характеризуются низкопроницаемыми коллекторами.

С отменой налога «На воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ)» в 2002 г. резко сократились инвестиции в проведение ГРР, за счет которых выполнялись все эти работы. В результате к 2008 г. объемы поисково-разведочного бурения в наиболее успешном регионе ХМАО–Югре, где производится более 60% российской нефти, снизились в три раза, сейсморазведочных работ в четыре раза, количество выявленных месторождений в 5–6 раз, а подготовка новых запасов сведена к минимуму. Ныне мы стоим на пороге снижения добычи нефти. Если раньше рост ее годовой добычи составлял 11%, то в 2007 г. только 1%. Сегодня тратятся огромные деньги на поддержание ее уровня из «старых» месторождений, где обводненность продукции превышает 80-90%. Российская нефтяная промышленность «выезжает» за счет запасов, разведанных в советское время, когда добыча каждой тонны нефти сопровождалась обязательным приростом двух тонн новых запасов. А что будет завтра? Ведь новых месторождений, равноценных тем, которые находятся в разработке, мы не открываем. К тому же, многие наши нефтяные компании (НК) выделяемые на геологию средства расходуют в основном на доразведку уже эксплуатируемых месторождений. Меры, принимаемые правительством для поддержки отрасли, по мнению многих экспертов, недостаточны. Приращиваемые ныне запасы смогут быть вовлечены в разработку не ранее чем через 10 лет, после этого срока в недрах останутся самые трудноизвлекаемые запасы от тех, что числятся сегодня на балансе.

То есть, суровая реальность диктует необходимость привлечения инвестиций в геологоразведку. Однако в 2008 г. государство из-за кризиса снизило капиталовложения на 16%, а в 2009 г. еще на 15%. Уменьшение инвестиций в геологию, по оценкам Роснедра, приведет к обвалу добычи нефти в ближайшие годы до 7% в год.

Модернизация экономики должна сопровождаться, прежде всего, широким развертыванием научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). Мы же движемся в этом направлении со значительным отставанием. Например, Китай пять лет назад обогнал нас по данному показателю: расходы его на НИОКР сейчас равны 1,5% от ВВП и продолжают расти (в России – 1%), в Финляндии этот показатель составляет 3,45%.

Не лучше положение дел и в кадровой политике. Так, по данным Института проблем развития науки РАН в расчете на 10 тыс. занятых в экономике (в том числе и в геологической отрасли) научный персонал за 1990–2007 гг. уменьшился с 225 до 107 человек. Показатель затрат на исследования, приходящиеся на одного работника науки, составил 43,7 тыс. долл., тогда как в Германии, Австрии – 236, а в Швейцарии – 294 тыс. долл. Продолжается старение кадров. Исследователи в возрасте более 50 лет составляют самую многочисленную группу 51%, а на долю ученых самого активного возраста (30–39 лет) только 13%, молодые ученые, проработав некоторое время в науке, покидают ее в основном из-за социальных проблем.

Для усиления ГРР необходимо возродить налог на ВМСБ. Эти деньги бумерангом вернутся в виде практических рекомендаций (инноваций) по прогнозу новых месторождений, то есть будут способствовать увеличению их ресурсной базы для последующего выхода на новые площади.

Поиск новых и особенно крупных месторождений становится крайне важным в сложившихся условиях. Богатейший *неокомский* нефтегазоносный комплекс (НГК), многие годы устойчиво обеспечивавший нефтью всю страну (и не только ее), и сегодня не исчерпал свои возможности. Считается, что не опоискованная его территория только в ХМАО–Югре составляет не менее 30%. Значительные ресурсы УВ-сырья находятся в *ачимовских* отложениях. По оценкам ОАО «СибНАЦ», только в районе Большого Уренгоя сосредоточено 12,5 трлн м^3 газа и 6,7 млрд тонн жидких углеводородов. Залегают они на глубинах от 2700 до 4000 м. При этом глубины свыше 3000 м изучены лишь на 10%. Огромные запасы УВ сосредоточены в *среднеюрских* отложениях, так называемой тюменской свите. Характерной особенностью объекта являются резкие изменения коллекторских свойств пород, что обусловливает низкие притоки жидкости при испытании скважин. При использовании новых технологий отбор нефти из таких коллекторов в перспективе может быть, по меньшей мере, удвоен.

Другим направлением поисковых работ являются горизонты *нижней юры* (пласты $Ю_{10-12}$), залегающие в низах осадочного чехла. Эталоном крупного разрабатываемого месторождения до недавнего времени было Талинское, расположенное на Красноленинском своде. Небольшие залежи с непромышленными притоками были выявлены и в других районах округа. Недавнее открытие в пределах северной части Нижневартовского свода Рославльского месторождения, где при испытании пласта $Ю_{12}$ получили фонтан нефти дебитом 120 м^3/сут через 8-мм штуцер, лишний раз подтвердило высокий ресурсный статус этого НГК.

Практически не изучен самый нижний и самый сложный объект – *доюрский*, представляющий собой так называемый фундамент. Наиболее крупная по запасам залежь (60 млн т) выявлена на Рогожниковском месторождении в западной части округа. Непромышленные притоки нефти из скважин отмечались и на других площадях. Мировой опыт (широко известное крупное месторождение «Белый Тигр» на шельфе Вьетнама далеко не единичный тому пример) показывает, что продуктивные промышленно емкие резервуары возникают даже в гранитоидах, подвергнувшихся разломной тектонике. Огромный интерес представляют карбонатно-глинистые породы баженовской и абалакской свит.

Особого внимания заслуживает освоение значительных ресурсов газа, конденсата и

нефти юрских отложений, повсеместно распространенных в пределах ЯНАО, изученность которых весьма низкая. В них сосредоточено примерно 14% начальных суммарных ресурсов свободного газа и 29% нефти.

Наконец, такой перспективный объект поиска – шельф северных морей Западной Сибири.

Можно предполагать гигантские ресурсы, но не иметь запасов, если этот потенциал не будет переведен в запасы после поисково-разведочных работ. Данный путь достаточно продолжительный и дорогостоящий. Снижение затрат можно достичь разработкой и внедрением новых методов и технологий, повышающих достоверность прогноза и успешность поисковых работ. В нынешней ситуации необходимо изучать мировой опыт. В этом плане весьма показателен феномен Силиконовой долины (штат Калифорния, США).

Силиконовая долина. Сегодня это – экономическая зона длиной до 40 км, включающая более десятков городков с общим населением 2,5 млн человек, из которых почти половина имеют высшее образование. Создателем этой зоны считают профессора Стэнфордского университета Ф.Термана. Преподавая радиотехнику, он поощрял студентов работать на местные компании и открывать свой бизнес. Именно ему пришла в голову идея (1951 г.) сдать в аренду часть университетского технопарка тем компаниям, которые активно занимались разработками в области высоких технологий. Этот год считается датой рождения Силиконовой долины. Понимая необходимость создания благоприятной почвы для такого симбиоза, Ф.Терман пригласил на работу (1956 г.) Нобелевского лауреата У.Шокли – изобретателя транзистора. Через три года совместной работы началось массовое производство транзисторов. В 1969 г. созданы первые узлы ARPANET, совместного детища Пентагона и Калифорнийского университета, прообраза Internet. Еще через два года был создан первый микропроцессор Intel 4004, а в 1975 г. на рынке появился первый персональный компьютер Apple 1. Благодаря инвестиционным и инновационным стратегиям здесь был создан особый климат. Возникло много стартапов, которые будучи изначально очень рисковыми, имеют множество выгод (опцион на свою долю акций). Здесь имеются специалисты для каждой стадии разработки продукта. Как видим, феерический взлет интеллектуальной энергии каждый раз происходил с соответствующей стартовой площадки: наука + инновации.

Условия возникновения малых форм геологоразведочного бизнеса. Казалось бы, имеются примеры успешного хозяйствования. Но вот что говорит Николай Шмелев, академик РАН: «Преобладание в экономике крупного бизнеса – преимущественно монополистических структур – препятствует развитию конкуренции, которая является одной из движущих сил технического прогресса в условиях рыночной экономики. Увлекшись построением диалога с крупным бизнесом, российское государство забыло не только о малых предприятиях, но и об обществе, интересы которого оно призвано защищать».

В ВВП ведущих стран мира доля малого и среднего бизнеса составляет 70%, во всех из них экономический рынок начинался именно с ускоренного развития этих видов предпринимательства. Впечатляют подходы в Германии: при образовании нового малого предприятия до 40% его капитала может быть сформировано за счет долгосрочных (до 20 лет) льготных кредитов на общую сумму до 500 тыс. евро. Такие займы в рамках государственной программы предоставляются без любых гарантий со стороны заемщика. Проще говоря, власть принимает на себя значительную часть рисков, связанных с невозвратом кредитов.

Итак, хотим мы того или нет, возрождение отечественной геологии начнется с развития геологоразведочного бизнеса. При проведении геологоразведочных работ (ГРР) за рубежом лидерство принадлежит малым, так называемым юниорским компаниям. Главный принцип получения дохода базируется на кратном росте стоимости фирмы в случае открытия ею месторождения. Иначе, акционеры на свой страх и риск вкладывают собственные средства в геологическое изучение недр на поисковой стадии. Если повезет, то они получают прибыль, например, благодаря продаже права на выявленные

запасы. Что касается нашего крупного сырьевого бизнеса, то в научных разработках он не очень-то заинтересован. Инновации сопряжены с риском, а те же деньги можно получить в другом месте. На Западе любой университет буквально «облеплен» предприятиями малого бизнеса, которые как раз и являются главным механизмом, ликвидирующим разрыв между наукой и производством. Такие сообщества первыми « переваривают» инновации, доводя их до пробных производств. У нас с «spin-off» и «start-up» полная неопределенность, хотя некоторые подвижки в этом направлении имеются. К примеру, в Западной Сибири одним из малых предприятий «ЭКСИС» осуществляются успешные с высокой вероятностью поиски продуктивных участков путем газоразведки по снегу (технология ЗапСибНИГНИ) на основе новой флюидодинамической модели формирования залежей (Нефтегазовая вертикаль, №7, 2010). То есть, начинают складываться предпосылки для создания юниорских геологических и геофизических компаний на венчурной основе.

Слово *венчурный* – рискованное предприятие, по реализации научных открытий, изобретений и т. п., направленных на получение высоких прибылей. Венчурный бизнес – это малый и средний бизнес, поддерживаемый на первых порах государством. Ему важно переориентировать экономику с сырьевой на инновационную, а у частных инвесторов цель – заработать деньги. Если государство запустит рыночные механизмы, а упомянутые фонды будут прибыльными, то инновационный процесс заработает.

Точками роста в геологоразведочном процессе могут стать самостоятельные *творческие группы* ученых, специалистов геологического профиля, нацеленные, главным образом, на эти поисковые цели. Можно много говорить о добыче нефти, ее наращивании и т. д. Но все это не будет достигнуто, если не соблюсти одно условие – прежде нужно найти нефть. Прогнозирование нефтегазоносности недр до бурения и успешность первой поисковой скважины – это показатель состоятельности нефтяной геологической науки. Но сия проблема еще далека от своего завершения.

Путь такой группы на **первом этапе**, как представляется, заключается в осмыслении имеющегося фактического материала, его пополнении, выборе тактических направлений и формировании коллектива, прежде всего, специалистами высокой квалификации с опытом работы в 30 – 40 лет. В ряде организаций имеют место замены «подешевевших» ветеранов молодыми специалистами. Главное здесь – разумный симбиоз молодости и опыта. Заметим, что даже щедрое финансирование и благоприятные условия работы не принесут желаемых результатов, если не будет людей, способных выдвигать свои идеи, отстаивать их вопреки разным авторитетам.

Не следует опасаться и дублирования работ. Даже если и появятся где-то точки соприкосновения, то обмен мнениями принесет только пользу. В той же Силиконовой долине, например, трудовое законодательство позволяет служащим переходить из одной компании в другую компанию, когда им заблагорассудится.

Конечно, указанный коллектив не решит сразу всех задач, но некоторый шаг вперед в развитии теоретических построек будет сделан. Отмеченные креативные группы, как показывает мировой опыт, обычно создаются при крупных научных центрах с выделением им помещений и обеспечением финансирования. **К слову, недавно в России был принят закон, позволяющий институтам и вузам создавать внедренческие фирмы.**

Далее, на **втором этапе**, когда у творческой группы, возможно уже в ранге малого предприятия, появится наукоемкая продукция (практические рекомендации, соответствующие рыночным критериям), то встанет вопрос о переходе ее в стадию венчурного бизнеса. Тут возникает следующий вопрос – как эффективно реализовать полученную продукцию? Коллектив задается вопросом – где взять деньги на инновации? Вот на этом переломе и возникает жесткая конструкция, когда всякие эмоциональные проявления, свойственные творческим людям, отходят на задний план. На первое место выходит менеджер, который на данном этапе, как это может показаться ни странным, становится главным при продажах.

Чтобы глубже вникнуть, что к чему, отметим Т.Эдисона, сочетавшего в себе талант ученого и талант бизнесмена. Он усовершенствовал телеграф, телефон, электрическую лампочку. Из школьной программы известен наш ученый П. Яблочков, но таланта бизнесмена у него не было. Так что электролампочка пришла в Россию из Америки.

Изменились ли общие подходы выхода на рынок со времен Т. Эдисона? В принципе – нет. Приведем мнение Евгения Зайцева, российского кандидата наук, ставшего американским венчурным капиталистом. В «Долину» он приехал учиться в бизнес-школе Стэнфордского университета, после получил предложение о трудоустройстве. В 2006 г. создал собственную венчурную фирму. Его амплуа – инвестиции в наукоемкие компании на самой ранней стадии, когда велики и технологические риски, и потенциальная доходность. Девятилетний опыт его работы дает основание прислушаться к его словам. Основная проблема технологического бизнеса в России – это отсутствие фокуса на маркетинг, на изучение рынка и потребителя. Венчурные капиталисты считают, что могут быть и неудачи. Но если даже одна из десяти инвестиций станет удачной, то такой сделки оказывается достаточно для успеха. Е.Зайцев занимался в сфере фармацевтики. К примеру, обнаружив новую молекулу для потенциального лекарства, стартап нанимает компанию доклинических экспериментов, потом другую для клинических испытаний, далее заключает контракт с производителем.

У нас же путь может оказаться куда короче. Так, научная разработка по эффективному прогнозу месторождений, скорее всего, непосредственно выйдет на потребителя – нефтяную компанию, которая может для ее проверки пробурить скважину. Захочет ли она сделать, ведь это будет поисковая скважина в слабоизученном районе, вот в чем вопрос. Тогда, не выполнив данную работу, как докажешь, что предлагаемая рекомендация надежна. В такой ситуации главную роль сыграет менеджер, который сможет заинтересовать своим продуктом не одну какую-нибудь компанию, а вести переговоры с несколькими. И если в одной из них по предлагаемой рекомендации обнаружат залежь нефти, то появится конкуренция, что уже прекрасно. Так или иначе, производство интеллектуального продукта невозможно без опоры на науку.

Специфика геологической науки состоит в том, что ее «пищей», в отличие от многих других наук, является огромный массив самой разнообразной информации, которую надо осмыслить, переработать, начиная с первичных данных сейсморазведочных работ на той или иной площади, геофизических исследований скважин, возможно не только по поисковым и разведочным, но и по части эксплуатационного фонда до лабораторных определений на самые различные свойства кернов, нефти, воды и т.п. Эта информация должна быть, образно говоря, на столе геолога-аналитика.

Главная проблема, с которой чаще всего сталкиваются исследователи, – как получить информацию. Во-первых, НК не хотят делиться информацией по своим лицензионным участкам, а во-вторых, высока ее стоимость. Хотя во всем мире тот же керн, например, считается национальным достоянием. Для того чтобы любой информационный материал был доступен отмеченным творческим сообществам, а также будут ли доступны банки данных, которые могут быть созданы при каких-либо научных центрах (или технопарках), необходимы директивные постановления. Улучшить ситуацию с оборотом геологической информации МПР собирается в 2011 – 2013 гг. с финансирования работ по созданию современного информационного центра, оцифровке аналоговых данных, сооружению кернохранилищ. Предусматривается завершение процесса слияния Росгеолфонда и территориальных фондов информации по природным ресурсам. Но этим заявлениям министерства пока мало веры. На пустом столе наука не появится. Главное – как быстро это произойдет.

В отношении оперативности принятия решений на государственном уровне известен необычный, весьма показательный пример из недавнего прошлого. Президент США Р. Никсон, едва оправившись от шока, в который его поверг запуск в октябре 1957 г. советского

спутника, уже 2 апреля 1958 г. представил Конгрессу законопроект об учреждении Национального управления по аэронавтике и исследованию космического пространства (NASA). Сегодня в составе этой госорганизации 10 крупных научно-исследовательских центров. Данная схема организации и управления признана многими развитыми странами. Чем не пример для нашей экономики? Отмеченное, конечно, радости нам не прибавит. Куда приятнее, если было бы, как сказал Марк Твен: «Хорошо, что Америку открыли, но намного лучше, если бы ее не нашли».

Итак, куда направить вектор усилий рассмотренной творческой группе, чтобы создавался объективный спрос на инновации.

Радиус действия. Современный этап глубоких исследований требует объединения усилий самых разных специалистов для решения задач геологического производства. Понятны и пути практического использования результатов этих работ: разработка новых методов интерпретации разнородных геофизических, петрофизических, геохимических данных, установление критериев прогноза месторождений и т.п. То есть, должен быть комплексный анализ тех или иных данных с подтверждаемостью одних методов другими. Например, при необходимости полевые материалы по той или иной площади, полученные ранее какой-либо сейсмопартией, передаются на переинтерпретацию в другое геофизическое предприятие. При этом нередко повышается глубина проработки сейсмической информации и полнота ее извлечения. Однако, чтобы заказать такую работу, необходимы финансовые средства. Ответ напрашивается сам – упоминавшейся творческой группе должна быть предоставлена такая возможность. Аналогичный подход следует выдерживать и в предоставлении услуг на выполнение различных видов лабораторных анализов (петрофизических свойств пород, описания шлифов, рентгеноспектральных и др.) по отдельным скважинам, в которых керн отбирался, но на исследования по каким-то частям разреза не отправлялся.

При изучении особенностей условий осадконакопления и мест аккумуляции залежей УВ в упоминавшихся НГК необходимо углубленное построение литолого-фациальных моделей с использованием данных геофизики, в том числе и космодешифрирования, геохимических, ультрамикроскопических и других современных методов для выяснения закономерностей конструирования ловушек. Многие ученые делают акцент на весь процесс в целом, исследуя различные интегральные характеристики (признаки). А можно попытаться рассмотреть иначе – дифференциально прослеживать явление через короткие (в геологическом смысле) промежутки времени, начиная с вопросов генерационного потенциала. В духе времени действует НАЦ РН, который ведет переговоры о покупке у Французского института нефти оборудования и программного комплекса для моделирования истории развития бассейна и процессов аккумуляции УВ. Иными словами – от качества заложенной в модель информации, основанной на понимании природы этого процесса, во многом будут зависеть наши прогностические цели.

При поисках залежей в *доюрских образованиях* важным является построение их геодинамических моделей как основы понимания строения верхней части палеозойских массивов и возможности нахождения в ней скоплений УВ. Это, в основном, магматические и метаморфические тела разной ориентации в пространстве, дисгармонично залегающие друг с другом, зоны разломов и т.п.

При полевых интерпретационных аппроксимациях, то есть описании сложных объектов более простыми, требуются экспериментальные данные о распределении физических параметров, ответственных за наблюденные поля. В этой связи необходимо комплексное изучение вещественного состава керна, характера и вида в нем трещиноватости, получения данных по абсолютной геохронологии интрузивных и перекрывающих их осадочных пород и т.д. Большое значение имеют исследования их физико-механических свойств в условиях высоких давлений, минерального состава на разных глубинных срезах тех или иных горных массивов.

Северные акватории Западной Сибири следует рассматривать на сегодняшний день

одним из ключевых направлений поиска новых месторождений. На протяжении многих лет морскому шельфу практически не уделялось должного внимания, хотя другие морские государства занимались восполнением своей минерально-сырьевой базы (МСБ). Недавно Минприроды (замминистра Сергей Донской) забило тревогу: согласно новым оценкам, освоение перспективных площадей силами двух компаний Газпрома и Роснефти – основных игроков на этом поле – займет не менее 165 лет! Сие будет означать потерю рыночной доли на европейских и азиатских рынках. Для исправления ситуации собираются привлечь к геологоразведке частные компании, в том числе и иностранные. Но последние вкладывать капитал в разведку на российском шельфе при нынешних законах не будут. Серьезные инвесторы в отличие от нашего правительства смотрят на 10–20 лет вперед, для них важнее всего четкие правила игры.

Норвежский феномен. Эта страна восхитительно воспользовалась своим природным богатством. Какой же был ее путь к светлому будущему? В 1958 г. руководство геологической службы авторитетно заявило, что на своем морском шельфе нефти нет и быть не может. Однако в следующем году голландцы в Северном море обнаружили газовое месторождение. Тем не менее, правительство страны в 1962 г. приняло решение не проводить буровые работы. Поисками нефти тогда занималась американская компания Phillihs. Первые месторождения были выявлены в 1968 г., но их признали нерентабельными для разработки. Понятно, что возникло разочарование. Но компания продолжала работы на свой страх и риск, хотя 11 скважин оказались «сухими». И надо же, в 1969 г. 12-я по счету скважина оказалась счастливой. Открытие месторождения Экофиск знаменовало новую эру в жизни страны. Через два года началась добыча нефти. Парламент сначала принял закон, по которому естественные ресурсы стали принадлежать государству. Партнером по эксплуатации приглашена была та же компания. Лицензия на разработку недр была выдана до 2028 г. Для поддержки нефтегазового сектора предоставлялись беспроцентные кредиты! В 2008 г. страна объявила о 20-м лицензионном раунде, на который выставила 28 блоков в Баренцевом море. В настоящее время на шельфе открыто 80 месторождений. Ныне Норвегия располагает 2,3 млрд м^3 газа и 1,2 млрд тонн нефти и еще 2/3 своего шельфа пока не разведано. Позаимствовав иностранный опыт, страна фактически стала лидером на мировом рынке подводного и бурового оборудования плавучих систем, нефтедобычи, отгрузки и т.д.

Попутно заметим, что в другой части света, Бразилии, потребовалось 30 лет, чтобы стать рекордсменом по глубокому бурению на морском дне. Поисковыми скважинами в 2008 г. там были обнаружены месторождения нефти и газа на глубинах 5–7 км. Из сказанного логически следует вывод, что если не будем вплотную заниматься изучением шельфов морей, то отставание нашего ТЭК будет катастрофическим.

Стратегия и тактика поисковых работ на шельфах морей. Уникальным районом добычи углеводородов считается Ямало-Карский центр, охватывающий шельф Карского моря, п-ов Ямал, Обскую губу и западную часть п-ова Гыданский (рис.1) (Газовая пром.633/2009). Подготовленная сырьевая база позволяет говорить не менее чем о 250 млрд м^3 добычи газа и 10–15 млн т жидких УВ в год.

«Интересы национальной безопасности России требуют эффективного проведения ГРР работ в Арктике, даже в условиях кризиса. Геологическое строение и природные условия предполагают принципиальную модернизацию методов и оборудования для поисков, разведки, добычи и транспортировки нефти и газа. Это – крупнейшая инновационная проблема российской экономики», – говорит академик Алексей Конторович.

Наша страна, имея гигантские нефтяные плантации, практически ими не занимается. Сегодня главные надежды связаны с крупнейшим Штокмановским месторождением в Баренцевом море (запасы газа категорий C_1+C_2 равны 3,9 трлн м^3 и 56 млн т конденсата). Его освоение сдерживается тем, что страна пока не располагает производственными мощностями (буровые платформы, ледоколы и др.).

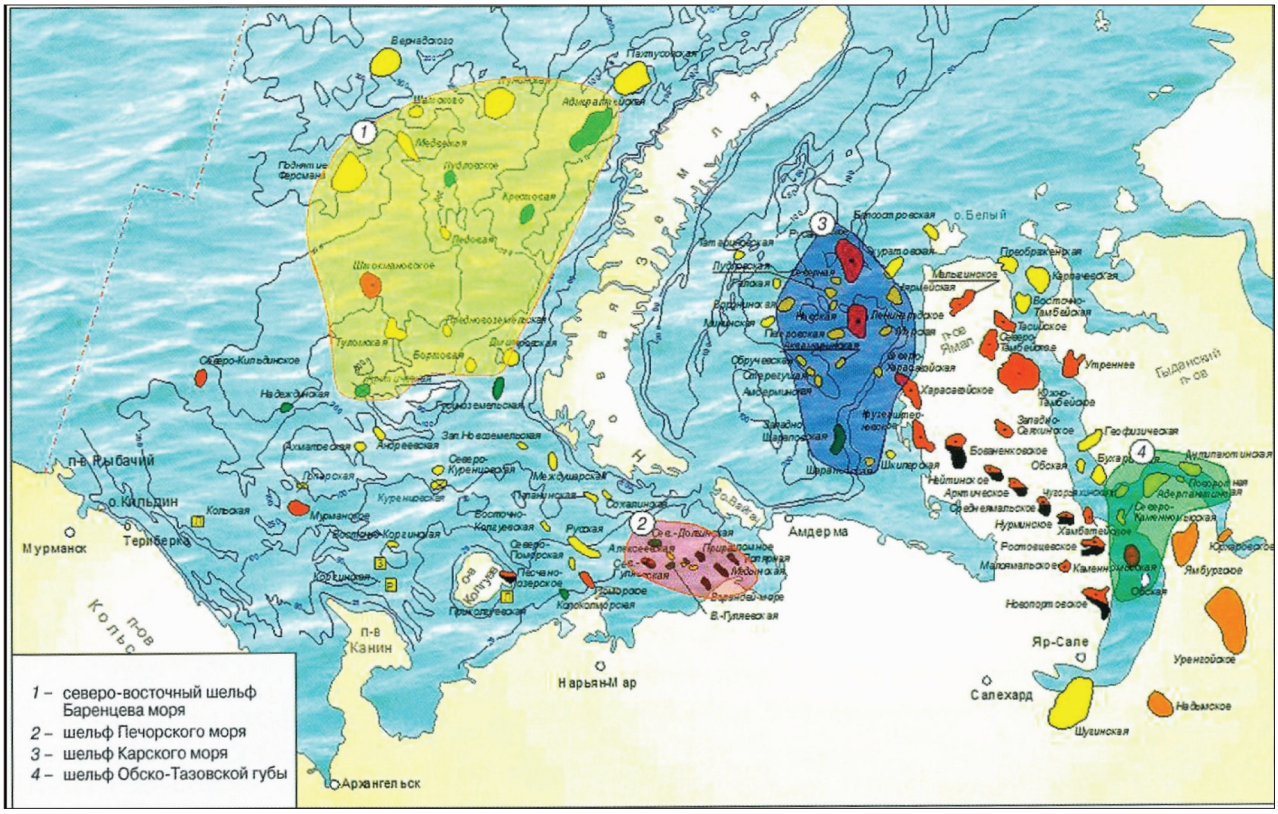


Рис.1. Перспективные объекты континентального шельфа Арктики

Президент Союза нефтегазопромышленников Геннадий Шмаль считает: «Наиболее приоритетным в настоящее время для России является освоение месторождений п-ова Ямал. Штокман будет позже. Сегодня надо основательно заниматься разведкой морских месторождений». Отмеченное усиливается тем, что многие газовые гиганты уже вступили в стадию падающей добычи: Уренгойское (выработанность на 66%), Ямбургское (на 54%). Если же учесть, что по всему миру в ближайшие годы прогнозируется расширение ГРР и активный ввод в эксплуатацию новых месторождений на глубоководье, то задержка с изучением этих акваторий может привести к очередному отставанию страны. Судя по всему, Газпром собирается заниматься практически только сушей. Ныне его руководство обеспокоено возможной потерей рынка сбыта в связи с ростом добычи сланцевого газа в Америке, куда еще недавно нацеливались поставки российского сжиженного природного газа (СПГ) с Ямала и Штокмана. Существует большая вероятность, что США станут сами экспортерами газа. Сланцевые проекты готовятся также в Китае, Индии и др. Мировая экономика вошла, образно говоря, в зону «высокой турбулентности». Дело может дойти до изменения географии спроса, нового передела рынков. Следовательно, стратегические решения надо принимать уже сегодня, даже в условиях трудных бюджетных ограничений.

В настоящее время завершается подготовка проекта новой «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.». Но уже сейчас эксперты говорят, что текст документа изобилует благими пожеланиями: есть цели, этапы, сценарии, но главное – где же конкретика? Весьма оригинально выразил суть данного трактата Владимир Карасев: «Документ гладкий, красиво написанный, как поэма. Очень

хорошо читается. Беда только в том, что там жизни нет». Действительно, согласно этому документу Западная Сибирь не заточена на поддержку отраслевых проектов в этом регионе (?). В противовес директор НАЦ РН Александр Шпильман на недавнем X Международном форуме ТЭК поразил присутствующих тем, что в Югре расположено более половины невыявленных ресурсов страны! Вот так и не иначе.

Куда меньше мы знаем о недрах западносибирских морских шельфов. Поисковым бурением на Западно-Ямальском шельфе Карского моря выявлено два гиганта: Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения с предполагаемыми запасами ~ 2 трлн м^3. Они содержат залежи в отложениях альб-апт-сеноманского комплекса. Скопления многопластовые, в среднем 8 – 10 пластов с глубинами залегания 1100 – 2350 м. Динамический анализ сейсмической записи явно указывает на связь аномалий типа «яркого пятна» с газонасыщением меловых отложений в других крупных структурах (Нярмейская,Скуратовская). Более сложная оценка юрского комплекса, хотя природа дает некоторые признаки нефтеносности домеловых отложений. Так, наличие нефтегазоконденсатных скоплений в Утреннем и Бованенковском месторождениях, непромышленных притоков на о-ве Белом, ресурсов нефти в невскрытых пластах на Русановской и Ленинградской площадях, позволяет предполагать значительные – до 2 млрд т жидких УВ в позднеюрско-неокомских горизонтах, а по Скуратовской группе поднятий суммарные ресурсы газа оцениваются около 5,3 трлн м^3. Разведанность шельфовых ресурсов пока не превышает 6%. К тому же, большая часть имеющихся геофизических материалов не соответствует современным требованиям: получены до 1990 г., недостаточная глубина и детализация разреза и др.

Однако прибрежный шельф Карского моря изучать, вероятнее всего, приступят не ранее 2030 г. В результате, какая же может быть надежность отмеченного долгосрочного документа, если запасы углеводородного сырья в этих отложениях сегодня достоверно не доказаны?

Изучение территории геофизическими исследованиями, включая различные последние инновационные разработки, должно охватить и западное побережье архипелага Новая Земля, существенное преимущество которого заключается практически в отсутствии льда из-за распространения теплого Северо-Атлантического течения. Кроме того, трасса возможного подводного газопровода от Штокмана до Новой Земли вдвое короче, чем до г. Мурманска и будет проходить по значительно меньшим глубинам. Перспективным источником сырья считаются и **газовые гидраты**, широко распространенные в отмечаемых акваториях. Так что архипелаг рассматривается весьма удобной базой для перевалки как нефти, так и СПГ. Мировой рынок последнего растет гораздо быстрее, чем газовый, но Россия на нем пока не представлена.

В экономике есть своя внутренняя логика. Так, до начала бурения надо иметь свои морские платформы. Аренда полупогружной буровой установки или бурового судна для строительства скважины весьма затратная (до 450 тыс.долл.в сутки). Выход – развитие собственного производства. На ОАО «Выборгский судостроительный завод» сейчас строится две таких ППБУ, способных проводить бурение до 7,5 км при глубине воды 70 – 500 м. Завершение работ планируется в первом квартале 2011 г. Они уйдут для бурения эксплутационных скважин на Штокмановском месторождении, а других у нас нет. Строительство платформ составляет как минимум 3 года. Если работы полевых геофизических партий провести в течение 3 – 4 сезонов, т.е. составить детальную структурную основу для принятия решений и столько же времени выделить на выполнение заказа постройки ПБУ, то через 7 – 9 лет появится возможность пробурить 2 – 3 поисковые скважины в акватории Карского моря и Обской губы и т.д. В случае обнаружения крупных залежей (особенно нефтяных) разговоры об осторожном выходе на шельф сразу сменятся на противоположные.

Вышеизложенное никоим образом не исключает внешний путь, т.е. норвежский тип развития. Государство должно создать соответствующие условия для привлечения иностранных партнеров как для выполнения буровых

работ, так и для использования (покупки) новейших технологий. На деле мы их выталкиваем из страны. Так, наш закон ограничивает зарубежные инвестиции в месторождения с запасами более 70 млрд м^3 газа и 50 млн тонн нефти. По мнению Г.Шмаля: «Нам важен их опыт, если мы предполагаем заниматься освоением наших арктических месторождений. Технологии, которые предлагали и предлагают норвежцы, очень интересны. Не надо изобретать велосипед, а можно взять в полной мере то, что сегодня уже проверено и адаптировано к этим условиям». Наработка опыта займет много времени. На первых порах со всех точек зрения лучше воспользоваться уже готовыми технологиями, создавая при этом свою научную базу для работы в новых геологических условиях. Например, новым решением фирмы Badger Explorer является бескважинное разведочное бурение. Прибор внедряется в пласт и оставляет разбуренную породу после себя, закрывая тем самым образовавшееся отверстие. Благодаря отсутствию бурового раствора и выхода на поверхность УВ, исключается загрязнение окружающей среды. Кроме того, обеспечивается высокое качество записи геологических данных, и сокращаются риски, связанные с бурением. Если добиться выполнения такого бурения, то за короткий период времени, наверное, можно будет получить достоверную оценку запасов и дифференциацию их по типам флюидов по многим нашим уже выявленным структурам.

Скажете, а где средства? Но деньги в стране есть. Почему бы не использовать золотовалютные резервы? Ведь они постоянно пополняются (на сегодня составляют внушительную цифру, превышающую 500 млрд долл.). Далее - деньги, которые страна вкладывает в ценные бумаги других государств (США, Англия), тем самым укрепляя их экономики. Непонятна позиция, когда Россия пытается участвовать в добычных проектах в Африке, Америке, Азии, когда у нас имеется значительное количество неосвоенных ресурсов. Да, всегда ли оптимально используем наши возможности? Например, в 2008 г. из 27 наших запусков 19 выводили иностранные космические аппараты. Это коммерческие запуски, ни одного аппарата для отечественной науки, в частности, для геологических целей. Такая практика лишь увеличивает отставание России.

Если мы хотим привлечь геологический интеллект страны к процессу прогнозирования и поисков, то государство должно всячески поддерживать различные творческие коллективы, малые предприятия типа сервисных услуг. Источником финансов могут быть и субъекты РФ. Для них в качестве стимулирования вложения средств надо дать возможность распоряжаться месторождениями, которые будут открыты за счет средств регионов.

Инновационное развитие поисковых работ. Реализация стратегических ориентиров страны в полной мере возможна только по инновационному сценарию с включением в этот процесс как техническое, технологическое наполнение, так и научно-методическое содержание. Творческий потенциал нашей геологической науки далеко не исчерпан. Об этом свидетельствуют появившиеся в последние годы новые технологии, теоретические обоснования прогноза месторождений УВ.

Весьма показателен достаточно непростой путь одной из таких инноваций по успешному их обнаружению, пройденный по упоминавшейся схеме: идея – исследования – практическая реализация («образец»). Остановимся на нем подробнее.

Итак, возникла идея, предложенная сотрудником СО РАН Юрием Копытиным и развитая профессором Томского политехнического университета Евгением Тарновским, о том, что крупные подземные скопления углеводородов должны создавать на поверхности характерные электромагнитные поля («Нефтесервис», 4/8, зима, 2009). Спустя четыре года при поддержке частного бизнеса было создано ЗАО «НПК «ТОМКО». Задачу практического прогнозирования залежей удалось решить геологу Валерию Ростовцеву и его коллегам за счет создания метода квантово-оптической фильтрации космических снимков. Метод прошел испытания на хорошо изученных месторождениях Иркутской области, Красноярского края. На шельфе эффективность метода апробирована на месторождении «Белый Тигр» в Южно-

Китайском море. Тем не менее, нашлись оппоненты, утверждавшие, что все полученные сведения не более чем совпадения, подогнанные под уже имеющиеся данные о границах залежей. Тогда руководство компании пошло на масштабный эксперимент. Был выбран юго-восток Томской области, где с точки зрения крупных ученых и специалистов залежей УВ быть не может. Их вывод базировался на том, что здесь за более чем 40 лет исследований отсутствовали ярко выраженные нефтематеринские породы (баженовская свита) и подходящие региональные покрышки. В 2005 г. компания, используя свою методику, спрогнозировала крупную зону нефтегазонакопления на Трубачевском участке. Фрагментарно были выполнены электроразведка, высокоточная магнитометрия, радиометрическая и снеговая съемки. Сейсмические исследования не проводились намеренно (!), чтобы соблюсти чистоту эксперимента. Спустя три года, подрядчиком «Томскбурнефтегаз» была пробурена скважина глубиной 1528 м. По результатам газового каротажа и испытанию 13 объектов было установлено, что газонасыщенны палеозойские, юрские отложения, в кровле сеноманских, вероятнее всего, находится залежь нефти. Факт обнаружения скопления углеводородов в бесперспективном, как считалось ранее, районе установлен. Оценка ресурсов составила примерно 18 млрд м^3 газа и 90 млн тонн нефти. По данным внедряемого метода центральная и северная части участка содержат еще большие запасы УВ (рис.2).

Одной из растущих частных российских сервисных компаний, занимающихся обработкой данных наземной и морской сейсморазведки, считается «Ларго» (Oil Gas Eurasia. 5, 2009). Она сотрудничает с норвежской геофизической компанией проводя набортную обработку и контроль качества данных 3D на ее судах.

Широкую практическую апробацию на нефтеперспективных площадях в России, Казахстане (м-ние Тенгиз) прошел метод становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) (Нефтяное хозяйство, 2, 2008).

В геофизических исследованиях скважин одной из последних инноваций является уникальное достижение – электрокаротаж через обсадную колонну (Нефтегазовая Вертикаль, 3,2008). Это оборудование куда как активнее покупается Китаем, а также американскими и другими компаниями. О чем это говорит? О явной необходимости создания подобных сервисных компаний, которые, используя интеллектуальный потенциал наших людей, могли бы зарабатывать хорошие деньги.

Наконец, открытыми для инноваций остаются процессы оптимального управления поисковыми работами. К примеру, для транспортировки нефти на Дальний Восток и рынки АТР строится нефтепровод «Восточная Сибирь

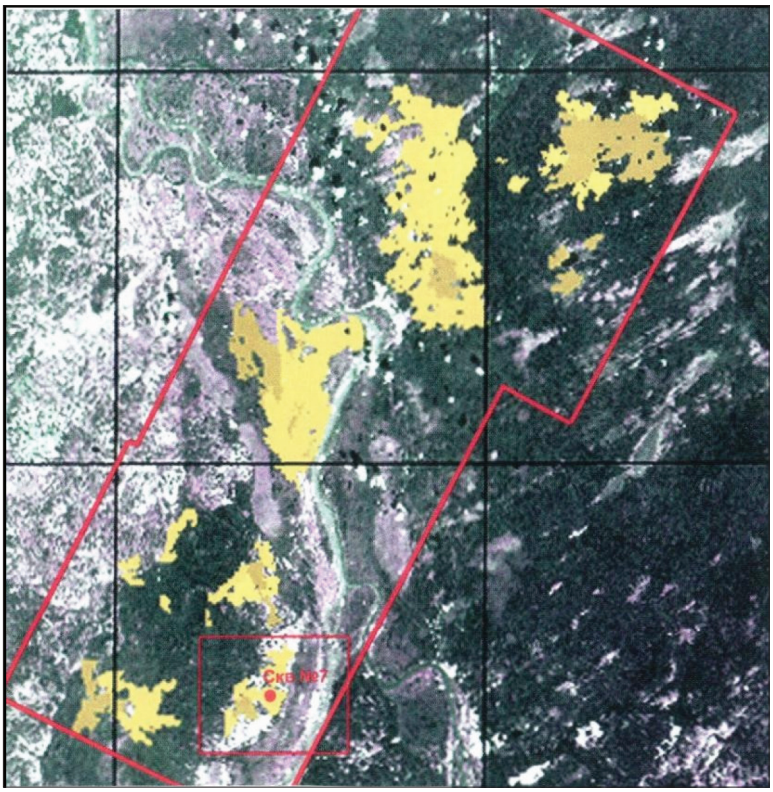


Рис.2. Трубачевский участок. Зоны скопления УВС и точка бурения первой поисковой скважины

– Тихий океан (ВСТО)». Не исключено, что при открытии в Ямало-Карском центре в сжатые сроки значительных запасов нефти, возможно, будет экономически более целесообразным направить его в ВСТО, чем в западном направлении. Как видим, ускоренное развитие ГРР на шельфе арктических морей четко вписывается в глобальную систему политических решений страны.

Если думать о будущем России, то разные исследовательские центры, малые предприятия с научным вектором деятельности следует всячески поддерживать. Государство осознает остроту проблемы, связанной с геологоразведкой. Премьер Владимир Путин: «Одним из серьезных резервов повышения эффективности отрасли может стать работа малого и среднего бизнеса».

Путь инноваций в геологическую отрасль, конечно, будет не быстрым, как хотелось бы, но начинать его следует сейчас. Время поджимает. «Сейчас в геологоразведке полная разруха, никакого оптимизма. Геологи, конечно, могут заниматься инновациями, но вряд ли будут получать за это зарплату», считает А.Шпильман. Построить инновационную экономику – это не лозунг, а жизненная потребность страны. Если же в области ГРР мы продолжим работать, как сейчас, даже при тонкой струйке инвестиций, то прирост запасов категории C_1 будет «топтаться» на месте. Инвестиции следует вкладывать, главным образом, в науку. Эффект же их сокращения скажется не сразу, а через некоторое время. Именно он повлияет на уровни добычи УВ в тот период, когда кризис и его последствия будут преодолены. К этому времени уже станет поздно думать о ГРР. Геологическая наука и запасы – это взаимосвязанные категории. Без инноваций, без научного сопровождения поисковых работ успеха не достигнуть.

В противном случае может оказаться ситуация, о которой сказал президент Дмитрий Медведев на недавнем открытии нанофорума: «Главное, чтобы не произошло по уже хорошо известному сценарию: мировая экономика начинает расти, цены на нефть поднимаются, экспортный потенциал улучшается, можно расслабиться, никакие нанотехнологии нам не нужны – сможем и дальше заниматься поставкой энергоресурсов на экспорт и за счет этого худо-бедно сводить концы с концами». Действительно, если же ослабнет поток новых технологий, то, соответственно, закостенеют наука, средний и малый бизнес. Но мы же хотим изменить жизнь к лучшему, а для этого надо незамедлительно и решительно действовать. Как нельзя кстати, назидательно звучат и сегодня слова нашего известного соотечественника Николая Бердяева: «*Без приложения усилий нормальное бытие в нашем трудном мире невозможно. Ибо жизнь – это не сад, где растут только одни цветы*».

АНАЛИЗ АУКЦИОНОВ, ПРОВОДИМЫХ РОСНЕДРА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (по опубликованным материалам в СМИ)

М.В. Акуленко (ГП «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана»)

В 2010 году на территории Российской Федерации Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) было объявлено 318 аукционов и 16 конкурсов на получение прав пользования участками недр (табл.1).

Таблица 1

Аукционы и конкурсы на получение прав пользования недрами по субъектам Российской Федерации, объявленные в 2010 году

№ п/п	Субъекты Российской Федерации	Число объявленных аукционов	Число состоявшихся аукционов	Число несостоявшихся аукционов	Число объявленных конкурсов
1	Астраханская область	7	2	5	0
2	Волгоградская область	2	0	2	1
3	Иркутская область	7	0	7	0
4	Калининградская область	1	0	1	0
5	Краснодарский край	12	0	12	0
6	Красноярский край	20	3	17	1
7	Курганская область	3	0	3	0
8	Ненецкий АО	8	0	8	2
9	Омская область	5	0	5	0
10	Оренбургская область	16	9	7	0
11	Пермский край	16	1	15	0
12	Республика Адыгея	2	1	1	0
13	Республика Башкортостан	10	1	9	0
14	Республика Дагестан	3	2	1	0
15	Республика Ингушетия	0	0	0	2
16	Республика Калмыкия	5	0	5	4
17	Республика Коми	40	12	28	0
18	Республика Саха	24	8	16	0
19	Ростовская область	8	1	7	0
20	Самарская область	7	6	1	0
21	Саратовская область	8	2	6	1
22	Сахалинская область	3	2	1	0
23	Ставропольский край	3	0	3	0
24	Томская область	13	2	11	0
25	Тюменская область	2	0	2	0
26	Удмуртская республика	10	1	9	1
27	Ульяновская область	5	2	3	0
28	ХМАО-ЮГРА	52	6	46	2
29	ЯНАО	26	1	25	2

*По материалам бюллетеня «Недропользование в России»

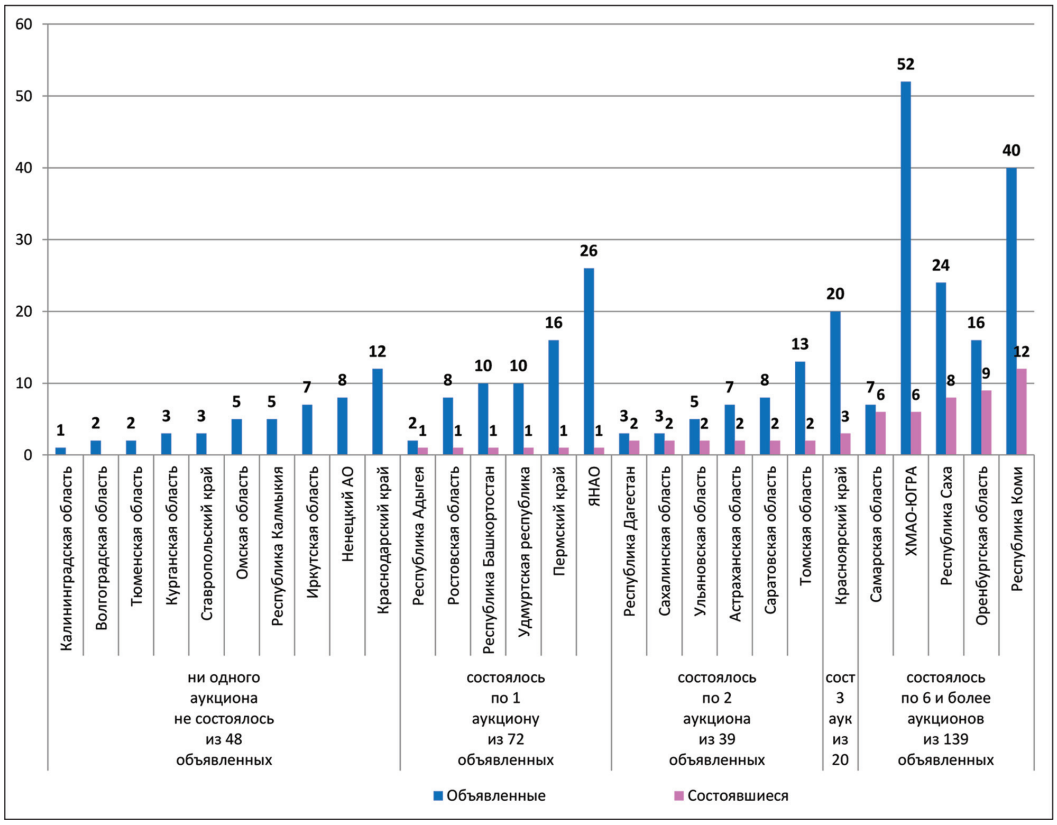


Рис.1. Соотношение объявленных и состоявшихся аукционов в Российской Федерации в 2010 г.

В течение 2010 года аукционы на право пользования недрами были объявлены в 28 субъектах РФ, из которых:

- В 10 субъектах РФ (Волгоградской, Иркутской, Калининградской, Курганской, Омской и Тюменской областях; Краснодарском и Ставропольском краях; Республике Калмыкия, а также Ненецком автономном округе) из 48 объявленных аукционов **ни один не состоялся**.
- В 6 субъектах РФ (Ростовской области; Республиках Адыгея, Башкортостан и Удмуртия; Пермском крае и Ямало-Ненецком автономном округе) из 72 объявленных аукционов состоялось по **одному аукциону** в каждом субъекте.
- В 6 субъектах РФ (Астраханской, Саратовской, Сахалинской Томской и Ульяновской областях и Республике Дагестан) состоялось по **два аукциона** из 39 объявленных.
- В Красноярском крае состоялось три аукциона из 20 объявленных.
- И лишь в 5 субъектах РФ – Самарской и Оренбургской областях, Республиках Коми и Саха, а также Ханты-Мансийском автономном округе – Югре было зафиксировано по **шесть и более** состоявшихся аукционов.

Таким образом, вопреки ожиданиям, спрос на участки остался на уровне прошлого года. Состоявшимися были признаны 62 аукциона из 318 – 19,5% от всех объявленных аукционов.

В девяти субъектах РФ было объявлено 16 конкурсов на получение прав пользования участками недр.

Восемь конкурсов были признаны несостоявшимися из-за участия в них по одному заявителю. На основании пункта 4 статьи 10.1 и статьи 13.1 Закона Российской Федерации «О недрах» единственным претендентам на

участок было предоставлено право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на участках недр на условиях объявленных конкурсов с учетом предложений участников.

Оставшиеся 8 конкурсов также были признаны несостоявшимися по различным причинам (табл. 2), а участки остались нереализованными.

Лидером среди субъектов по количеству проданных участков оказалась **Республика Коми**.

В 2010 году в Республике из 40 выставленных на аукционы участков недр было реализовано 12 участков. Но общий доход бюджета от внесения разовых платежей за участки составил всего **308,4 млн руб**. Это объясняется тем, что на аукционах были проданы практически неизученные участки, имеющие лишь

Таблица 2

Итоги конкурсов, объявленных в РФ в 2010 г.

Название субъекта РФ	Название участка недр	Дата проведения	Площадь участка км^2	РПстарт млн руб.	РП, млн руб.	Победитель
Волгоградская обл	Алексеевский 1	02.11.2010	2,6	96	96	ОАО «РИТЭК»
Красноярский край	Северо-Пайяхский	24.09.2010	429,1	9,67	9,67	ОАО «Пайяха»
Ненецкий АО	Месторождения фед. значения им. Романа Требса и им. Анатолия Титова	02.12.2010	2151	18171	18476	ОАО «АНК Башнефть»
Республика Калмыкия	Барун-Юстинский	07.04.2010	2581	6	12	ООО «Шелл НефтеГаз Девелопмент»
Саратовская область	Прибрежный	12.05.2010	0,62	0,83	0,83	ООО «Нефть Поволжья»
ХМАО-ЮГРА	Июльский	24.03.2010	490,84	115	115	ОАО «Сургут нефтегаз»
ХМАО-ЮГРА	Южно-Чанатойский	24.03.2010	167,45	158	158	ОАО «Сургут нефтегаз»
ЯНАО	Северо-Западное окончание пласта БП-14 Тарасовского месторождения	08.12.2010	79,2	252,942	253	ОАО НК «Роснефть»
Ненецкий АО	Наульский	22.09.2010	70,7	6996	претендент не внес задаток	
Республика Ингушетия	Северо-Малгобекский	20.10.2010	21,79	126,214	заявок не поступило	
Республика Ингушетия	Серноводский	20.10.2010	59,1	127,088	заявок не поступило	
Республика Калмыкия	Кумо-Манычский	20.09.2010	1084	53,3	заявка не отвечает условиям конурса	
Республика Калмыкия	Манычский	20.09.2010	4,86	28,5	заявка не отвечает условиям конурса	
Республика Калмыкия	Таша	20.09.2010	7,08	14	заявка не отвечает условиям конурса	
Удмуртская республика	Южно-Люкское	30.11.2010	1,93	8,96	заявок не поступило	
ЯНАО	Акайтэмский	10.08.2010	721,63	200	претендент не внес задаток	

прогнозные ресурсы $Д_1+Д_2$. Средний бонус подписания по участкам составил 25,7 млн руб. Из 28 нереализованных участков семь содержали месторождения нефти, но на них не поступило ни одной заявки.

Двенадцать реализованных участков поделили между собой семь компаний:

- По одному участку приобрели – ООО «Диктис», ООО «Луидор» и ООО «Юкатекс Ойл»;
- По два участка – ООО «Лукойл-Коми», ООО «ИнвестРесурс» и ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»;
- Три участка приобрела компания ООО «Косьюнефть».

Далее рейтинг по количеству проданных участков продолжает **Оренбургская область**.

Здесь из 16 выставленных на аукционы участков было реализовано 9. Причем, практически все участки содержали месторождения, пусть и с небольшими запасами. Соответственно, и стоили участки дороже: средний бонус подписания составил 356,9 млн руб.

Девять участков поделили между собой четыре компании:

- по одному участку приобрели – ЗАО «Алойл», ООО «Энерком», ООО «Геопрогресс»;
- по три участка – дочерние компании ТНК-ВР – ОАО «Оренбургнефть» и ООО «Бугурусланнефть».

Общий доход бюджета от внесения разовых платежей за участки составил **3,2 млрд руб**.

В **ХМАО – Югре** в 2010 году было объявлено 52 аукциона и 2 конкурса на получение прав пользования участками недр.

По Северо-Егурьяхскому 1 аукцион объявлялся дважды, но оба раза был признан несостоявшимся.

Всего же в ХМАО – Югре было реализовано 8 участков недр (6 – на аукционах и 2 посредством конкурсной формы предоставления права пользования недрами), с суммарными извлекаемыми запасами нефти категории $АВС_1$ – 24.5 млн т, $С_2$ – 36,6 млн т.

Общий доход бюджета от внесения разовых платежей за участки составил **3,93 млрд руб**.

Несостоявшимися признаны аукционы по 46 участкам недр (аукцион по Малоюганскому участку был отменен для доработки условий проведения) с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий $АВС_1$ – 20,7 млн т, $С_2$ – 38,13 млн т, газа – $АВС_1$ – 9,36 млрд м^3,$С_2$ – 0,29 млрд м^3. В итоге минимальная сумма потерянного дохода по стартовым бонусам составила 7,6 млрд руб.

Восемь реализованных участков поделили между собой шесть компаний:

- по 1 участку приобрели ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ООО «Меридиан», ООО «Развитие Санкт-Петербурга» и ООО «Хортица»;
- 2 участка приобрела компания ОАО «Сосьвапромгеология».
- 2 конкурсных участка с суммарным бонусом подписания – 273 млн руб. приобрела компания ОАО «Сургутнефтегаз».

В **Республике Саха** было реализовано 7 участков из 21.

По трем участкам (Бысахтахскому, Бетинчинскому и Средневилючанскому) аукционы объявлялись дважды, но Бетинчинский и Средневилючанский участки недр так и не были реализованы. По Бысахтахскому участку оба аукциона были признаны состоявшимися. Первый аукцион состоялся 16 февраля 2010 г., на участок претендовали компании ОАО «Ленагаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Туймаада-нефть» и ООО «Крейел». Аукцион был остановлен на 92 шаге, когда компания ОАО «Ленагаз» предложила наибольший размер разового платежа – 357 млн руб. Но впоследствии компания была лишена лицензии на пользование недрами по причине невыплаты остатка платежа, и участок был выставлен на продажу повторно. Повторный аукцион состоялся уже 16 декабря 2010 г., победителем была признана компания ОАО «Сургутнефтегаз», заплатившая за участок 38,5 млн руб.

Общий доход бюджета от внесения разовых платежей за участки составил **701,6 млн руб**.

В **Самарской области** был зафиксирован практически 100% результат: из 7 объявленных аукционов несостоявшимся был признан только один – по Лещевскому участку недр. Остальные шесть аукционов состоялись. Во

многом это было обусловлено тем, что выставленные участки содержали месторождения и для потенциальных недропользователей выглядели более перспективно.

Интересная ситуация в Самарской области сложилась с Падовским участком. Лицензия на него ушла с молотка уже в третий раз. В 2005 году право на разработку Падовского участка выиграло ООО «Петрон А» (предложило 151,8 млн руб.), в августе прошлого года победителем стал ООО «Метаком» (предложило 268,4 млн руб.), но ни одна из компаний не расплатилась за лицензию. В феврале этого года он достался ООО УК «Премьер» за 338,2 млн руб., и опять компания не выплатила в установленные сроки остаток разового платежа 319 млн руб. и на основании приказа ТУ «Самаранедра» №49 от 06.05.2010 г., была лишена лицензии на право пользования недрами Падовского участка. Таким образом, в этом году Роснедра смогли получить за участок лишь стартовые 19 млн руб.

Остальные пять участков с суммарным бонусом подписания 882,7 млн руб. приобрела компания ОАО «Самаранефтегаз» (дочка ОАО НК «Роснефть»).

Общий доход бюджета от внесения разовых платежей за участки составил **901,7 млн руб**.

В оставшихся 13 субъектах РФ, где состоялось по три и менее аукционов, из 184 выставленных на аукционы и конкурсы участков недр было реализовано 27 участков (21 – на аукционах и 6 посредством конкурсной формы предоставления права пользования недрами).

Суммарный бонус подписания составил **20,26 млрд руб**.

В итоге общий доход бюджета РФ за 2010 год от внесения разовых платежей за участки составил 29308,7 млн руб. (29,31 млрд руб.). Больше половины всего дохода (63%) принесла продажа в Ненецком Административном округе участка, содержащего месторождения федерального значения им. Романа Требса и им. Анатолия Титова. Право пользования недрами участка получила компания ОАО АНК «Башнефть», заплатив рекордные 18.476 млрд руб.

Потеря дохода от нереализации 252 участков составила 33,97 млрд руб.

Одна из основных причин срыва аукционов – отсутствие заявок от потенциальных недропользователей (рис. 2).

Так, из 254 несостоявшихся аукционов:

- 216 аукционов были признаны несостоявшимися из-за отсутствия заявок;
- 23 аукциона признаны несостоявшимися по причине поступления одной заявки;
- в 13 аукционах заявители не были допущены к участию;
- в 2 случаях заявки компаний не отвечали необходимым условиям.

Отсутствие интереса у недропользователей, в свою очередь, объясняется тем, что больше половины участков, выставляемых на аукционы и конкурсы, были практически не изучены и содержали лишь прогнозные ресурсы $Д_1$ и $Д_2$. Недропользователей же больше интересовали участки с месторождениями, пусть и имеющими незначительные запасы, но более-менее изученные, находящиеся в благоприятных в отношении промышленной инфраструктуры районах.

Так, из 321 участка, выставленного на аукционы и конкурсы:

- 123 участка – с месторождениями, с оценкой запасов по категориям $АВС_1+С_2$, из которых было реализовано 33 участка;
- 75 участков – с перспективными ресурсами с оценкой категории $С_3$, реализовано из них 12 участков;
- 123 участка – только с прогнозными ресурсами $Д_1+Д_2$; из которых реализовать удалось 24 участка.

Что касается конкуренции на аукционах, то она, как и в прошлом году, наблюдалась лишь в единичных случаях. Так, из 62 состоявшихся аукционов, 35 аукционов были остановлены уже после первого шага и еще 13 – после второго. В сумме это составило 77,5% (рис.4). Причем, аукционы проходили с минимальным количеством участников – по две компании в каждом.

В Красноярском крае компании ООО «Аяннефть» и ООО «Таганаронефть» подали заявки на Аянский и Авамский участки. И, создав видимость борьбы, поделили их между собой. Аукционы там продолжались до 3 и 4 шагов, соответственно.

Только на 9 аукционах за участки шла настоящая борьба.

В **Оренбургской области** аукцион по Радовскому участку недр длился до 154 шага, победителем была признана компания ОАО «Оренбургнефть», заплатившая за участок 154 млн руб.; превышение стартовой цены составило 16.4 раза.

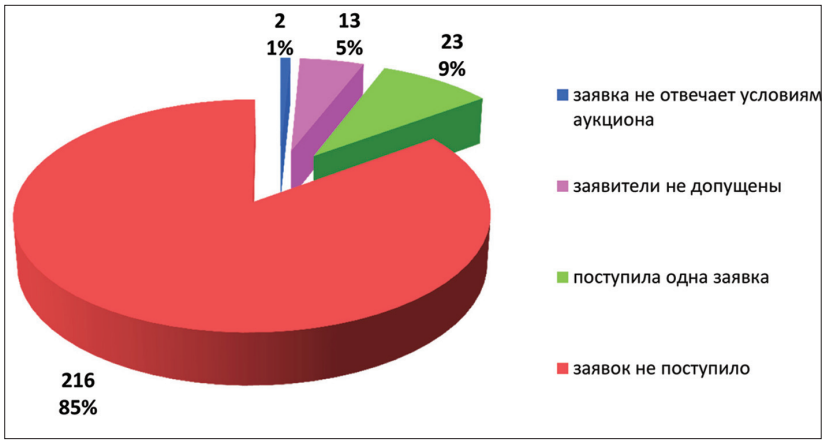


Рис. 2. Причины срыва аукционов

В **Республике Коми** на Кочмесский 9 и Кочмесский 10 участки недр претендовали компании ООО «Витра-Н», ООО НК «Заполярье» и ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания». Аукционы длились до 24 и 18 шагов. Победителем в обоих случаях была признана ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания».

На Восточно-Каменный и Новый участки недр были поданы заявки от 4 и от 5 компаний. Все компании были допущены к участию в аукционах; в итоге аукционы длились до 96 шага по Восточно-Каменному участку и до 122 шага – по Новому; превышение стартовой цены составило 10.6 и 13,2 раза, соответственно.

В **Республике Саха** на аукционе по Бысахтахскому участку принимали участие 4 компании. Аукцион длился до 92 шага, в итоге разовый платеж превысил стартовый более чем в 10 раз. Причем, компания ОАО «Ленагаз», являющаяся малым предприятием, смогла обойти в борьбе за участок такого гиганта, как ОАО «Сургутнефтегаз», предложив наибольший размер разового платежа – 357 млн руб. Такая же борьба на аукционе наблюдалась в **Самарской области**. Там за Падовский участок боролись ООО «УК Премьер», ООО «Метоком» и ОАО «Самаранефтегаз» (дочка «Роснефти»). И опять представителю малой нефтянки удалось вырвать победу. Аукцион был остановлен после 168 шага, победителем признана компания ООО «УК Премьер». Разовый платеж составил 338,2 млн руб. и превысил стартовый в 17,8 раза. Но, как уже говорилось ранее, компании ОАО «Ленагаз» и ООО «УК Премьер» были лишены лицензий на право пользования участками недр по причине невыплаты остатка разового платежа.

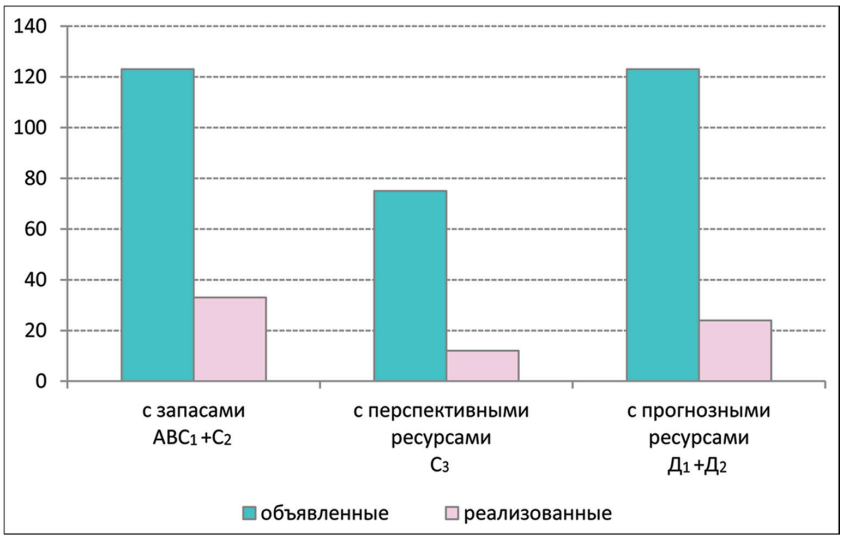


Рис.3. Соотношение выставленных и проданных на аукционах и конкурсах участков недр в 2010 г. в России

Самая ожесточенная борьба на аукционе происходила в Томской области. Там за Еллей-Игайский участок боролись ООО «Бакчарнефтегаз», ООО «Геолого-геофизическая компания» и ООО «Спорт-Тайм». Аукци-

он был остановлен после 342 шага, победителем признана компания ООО «Бакчарнефтегаз». Разовый платеж составил 19,008 млн руб., и превысил стартовый (0,54 млн руб.) в 35,2 раза.

В 2010 году основной вклад в доход бюджета РФ принесли представители крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний.

Рис.4. Количество шагов на аукционах, проведенных в 2010 г. в России

Здесь активнее других проявил себя ОАО «Сургутнефтегаз», выиграв четыре аукциона в Республике Саха, один аукцион в Красноярском крае и два конкурса в ХМАО, заплатив в общей сложности **679,8 млн руб**.

Шесть участков с суммарным бонусом подписания **1,12 млрд руб.** приобрела ОАО НК «Роснефть», из которых пять участков на аукционах в Самарской области получила ее «дочка» – ОАО «Самаранефтегаз».

В Оренбургской области по три участка достались дочерним компаниям ОАО «ТНК-ВР Холдинг» – ОАО «Оренбургнефть» и ООО «Бугурусланнефть», которые в общей сложности заплатили за участки **3,07 млрд руб.**

Дочерние компании ОАО «НК «Лукойл», заплатив **560,4 млн руб.**, получили пять лицензий: в Коми два аукциона выиграла компания ООО «Лукойл – Коми», в Пермском крае победителем одного аукциона стала ООО «Лукойл–Пермь», в ХМАО на аукционе по Новоортъягунскому участку победителем признана ООО «Лукойл – Западная Сибирь», в Волгоградской области победителем конкурса по Алексеевскому 1 участку стала компания ОАО «РИТЭК».

Два участка с суммарным бонусом подписания **18,49 млрд руб.** приобрела компания ОАО «АНК Башнефть». В Республике Башкортостан компания стала победителем аукциона по Улкановскому участку (бонус – 14,52 млн руб.), в Ненецком АО компании по конкурсу была выдана лицензия на право пользования участком недр, содержащим месторождения федерального значения им. Романа Требса и им. Анатолия Титова, за которою компания заплатила 18,476 млрд руб.

По одному участку приобрели компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (ОАО «Газпром»), ООО «Удмуртская национальная нефтяная компания» (ОАО НК «Русснефть») и ОАО «Пайяха» (ОАО НГК «Славнефть»), заплатившие за участки по 385 млн руб., 94,8 млн руб. и 9,67 млн руб., соответственно.

В сумме общий вклад ВИНКов в государственный бюджет составил 24,42 млрд руб., это 83% всего дохода бюджета РФ от реализации участков недр в 2010 году.

Победителями остальных состоявшихся аукционов и конкурсов стали представители мелких и средних компаний. В сумме они получили лицензии на право пользования недрами 41 участка, заплатив при этом **4,88 млрд руб.**

При проведении анализа аукционов (конкурсов) на право пользования недрами использовались следующие информационные источники:

1. Бюллетень «Недропользование в России»

2. Информация с официального интернет-сайта Федерального агентства по недропользованию – www.rosnedra.com

По тем аукционам, по которым отсутствовала официальная информация об итогах аукционов (конкурсов,) использовались сообщения СМИ.

ИЗУЧЕНИЕ РАЗНОУДАЛЕННЫХ ОТ СТЕНКИ СКВАЖИНЫ КОЛЛЕКТОРОВ С ВОДАМИ НЕОДИНАКОВОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ, ОПРЕДЕЛЯЕМОЙ В ЛАБОРАТОРИИ И ПО ДАННЫМ ГИС

В.А. Ирбэ (ГП «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана»)

1. Изучением пластовых вод и промывочных жидкостей, их фильтратов, оказывающих влияние на электрические и иные физические свойства горных пород, а также насыщающих их флюидов, занимались многие специалисты. Ими выявлены районы работ, в которых зафиксированы сверхглубокие зоны проникновения фильтрата бурового раствора (ФБР) в пласт. Определен большой диапазон численных значений минерализации проб вод, исследованных в лабораторных условиях для разных геолого-геофизических типов разрезов [1]. По данным ГИС [2] выполнены расчеты для определения объема флюида, который требуется извлечь из пласта (Qф) и только потом получить объем подвижной поровой воды (Qв), находящейся вне зоны проникновения ФБР (табл.1).

Выполнены специальные расчеты с учетом анализа фактических данных по материалам ГИС и испытаний, проведенных в скважинах Тюменской области. Получены численные значения ряда технических параметров для зондов с АО до 210 м, АМ до 128 м при использовании серийно выпускаемой аппаратуры и осуществлении определенного объема дополнительных работ. Отсутствие экранирования – недостаток названных зондов с большими радиусами исследований. Поэтому их целесообразно применять в основном при изучении пластов значительной толщины [3]. Опыт увеличения

Таблица 1

Сопоставление численных значений расчетных и извлеченных из скважины объемов воды, ее минерализации с оценкой качества испытания [2]

Скв.	Глубина перф.,м		Общая толщ.,м	Прониц. толщ.,м	Qф, м³	Qв, м³	Qф / Qв	Минерал. воды, мг/дм³: M - суммарная, Cl - по хлору	Оценка кач.исп.
	От	До							
Ярудейская площадь									
2	3090	3115	25	17	93	40	2.325	Cl-2900	Недоисп
	3046	3051	5	2.1	74	25	2.96	M-7700	Недоисп
Арктическая площадь									
4	1600	1674	24	20	26	72	0.36	M-15200	Качеств
	1517	1623	6	3	14	28	0.5	M-15500	Качеств
	1413	1463	50	50	87	28	3.11	M-5600	Недоисп
Уренгойская площадь									
17	2900	2920	20	16	569	88	6.46	Cl-1400	Недоисп
						и 130 л нефти.			
В ближайшей скв.58 на Уренгойской площади этот горизонт залегает ниже по глубине. При его опробовании получен фонтан газа с конденсатом.									

радиуса измерений терригенных (девон) и карбонатных (карбон) толщ горных пород при повышении степени экранирования в разрезах глубоких скважин, в том числе и с пластами ограниченной толщины до 4–1м, представлен в работе [4]. Результативными оказались исследования с большими 4-электродными градиент-зондами в Республике Татарстан. Разработана, изготовлена, испытана в производственных условиях аппаратура для измерений сверхдлинными симметричными зондами: A8M0.5N8B; A16M0.5N16B; A25M0.5N25B.

Работы проведены в ряде скважин: 16983 Альметьевской; 6623 Ново-Елховской; 2568 Ямашинской; 14899 Миннибаевской; 2312 Акташской; 14086 и 14092 Абдрахмановской и др. С использованием полученных данных выделены пропущенные нефтесодержащие объекты и установлено нефтенасыщение карбонатных коллекторов при глубоком повышающем проникновении ФБР в пласт. Исключены ложные заключения о нефтенасыщенности водоносных проницаемых интервалов, надежно выделены ВНК. Выявлены пласты с пониженным нефтенасыщением, тогда как по стандартному комплексу ГИС (КВ, МКЗ, ИК, БК, ПС, НГК, ГК, БКЗ) их оценивали как продуктивные за счет наличия высокоомной зоны проникновения ФБР в пласт. Имеются примеры наличия глубокого проникновения ФБР в пласт за счет снижения пластового давления со 157 до 137 кгс/см^2. Степень расчленения кривых КС, зафиксированных 4-электродными градиент-зондами, существенно выше, чем у стандартного градиент-зонда, а также ИК. За счет этого уверенно выявляли в разрезах скважин с повышенными электрическими сопротивлениями коллекторы толщиной 0.5 м и более. КС, зарегистрированное зондом A25M0.5N25B, близко к УЭС пласта, т.е. вне зоны проникновения ФБР. Выявлено, что радиус проникновения ФБР при повышающем проникновении в водоносные пласты больший, чем в нефтеносные коллекторы. *Подтверждены факты образования повышающего проникновения ФБР не только в водоносные, но и в нефтесодержащие коллекторы.* С уменьшением Кн вероятность образования зоны повышающего проникновения в нефтесодержащие пласты и ее диаметр увеличивается. Зоны повышающего проникновения ФБР выявлены в слабонефтенасыщенных коллекторах. Поэтому в них фиксировали повышенные сопротивления с использованием малоглубинных методов электрометрии. Отметим, что симметричными зондами проводят исследования в ННС, БС, ГС [5] .

Научное обоснование причин пропуска нефтегазоносных коллекторов из-за недоучета изменений геофизических и геохимических полей во временных и пространственных координатах изложено в работе [6]. Причина названных изменений – активизация геодинамических процессов. В разрезах скважин на глубинах 4200–6000 м отмечены резкие снижения удельного электрического сопротивления пород. УЭС глин падает до 0.3–0.4 Омм. Изменения физических характеристик пород в толще пород отражаются на каротажных диаграммах. Поэтому при интерпретации данных БКЗ в прошлые годы были пропущены многие продуктивные интервалы из-за недоучета сведений о геодинамических процессах, проходивших в продуктивных толщах.

На месторождении Кюровдаг обработаны материалы 110 скважин, пробуренных и исследованных во временном интервале активного проявления геодинамических процессов. Повторно изучены данные ГИС. В результате проведенной работы выделено 217 пластов-коллекторов, заново оценено их насыщение. Выделено дополнительно 37 продуктивных пластов с Сгл < 0.35 и критическими значениями Кн > 0.42 и Рн > 3.2. Все это послужило основанием для пластов с Сгл, превышающими и равными 0.35, а также с критическим Кн >0.51 и Рн >5.5 выделить 21 новых ранее не опробованных нефтегазоносных интервалов, рекомендовать их к испытанию. Авторы работы [6] полагают, *что основные причины расхождений между оценками насыщения по данным ГИС и испытания – изменения физических свойств пород в тот временной период, когда происходили геодинамические процессы.*

Необходимость учета и изучения минерализации пластовых вод коллекторов в условиях высоких давлений и температур, выявляемых

на больших глубинах, показана на примере оценки текущего нефтенасыщения, освоения и испытания терригенных коллекторов плиоценового возраста в разрезах скважин на месторождении Прибалханской зоны поднятий в Западном Туркменистане [7].

Во вскрытой толще пород четвертичных, неогеновых, палеогеновых отложений до 6000 м продуктивные пласты представлены алевролитами, мелкозернистыми песчаниками с Кпо=0.09–0.15; Кпр=1–40 мД. Начальное Рпл=460–729 кгс/см^2. Глубина залегания продуктивных коллекторов 3800–4300 м. Бурение в зонах АВПД проводят на утяжеленных глинистых растворах плотностью 1.55–1.85 г/см^3. Вызов притока при опробовании и освоении скважин осложнен. Данные ГИС зачастую трудно интерпретировать. Отсюда низкая достоверность ГИС характера насыщения проницаемых разностей в разрезах скважин.

Такое положение обусловлено тем, что продуктивные горизонты оценивали как непродуктивные, хотя в последующем получали притоки нефти более 50 м^3/сут. Реализована программа исследований фонда разведочных скважин, находившихся в консервации.

В комплекс ГИС включены разновидности импульсных нейтронных методов, в том числе для определения текущего нефтенасыщения в обсаженных скважинах. Минерализация пластовых вод в красноцветной толще составляет 15000–136000 мг/дм^3. Отсюда неодинакова эффективность ГИС. Распределение пластовых вод с разной минерализацией сложно по вертикали и в плане. В некоторых случаях по данным электрокаротажа в открытом стволе в условиях обсаженного ствола скважины, которую закончили строительством 20–25 лет назад, выявили нефтеносные коллекторы, которые до этого оценивали водонасыщенными либо неколлекторами. Получили новые данные после проведения ИННК и иных методов в колонне. *Без бурения новых скважин получали численные значения Кп, Кпр, Кн.* После уточнения программы бурения построено более 35 скважин. Каждую из них исследовали в процессе бурения, испытания по дополнительной программе. Время, которое расходовали при разных технологиях освоения объекта, изменялось от 7 до 10 дней, иногда до 1–2 месяцев. Имеются факты извлечения объемов ФБР до сотен кубических метров. Авторы работы [7] приходят к выводу, что *при освоении подобных скважин единственный критерий оптимальной продолжительности освоения скважины – сопоставление химического состава ФБР с ожидаемым характером минерализации пластовой воды в испытываемом интервале.*

2. На Крайнем Севере Тюменской области при изучении терригенных пород мелового возраста (неокома) по данным электрокаротажа встречены зоны глубокого проникновения ФБР в пласт [8]. Сложности интерпретации связаны с изучением глинистых пород палеозойского возраста с весьма высокими УЭС, с наличием тонких плотных высокоомных пластов. Вода с минерализацией 1400–6000 мг/дм^3 из коллекторов с УЭС>30 Омм получена при испытании объектов, залегающих от 2000 до 2500 м на Тазовской, Русской, Уренгойской площадях, а также в Усть-Енисейской впадине. Достоверность получения вод с названной минерализацией можно ожидать, когда: а) небольшая пористость коллектора; б) минерализация вод не более 6000 мг/дм^3; в) при глубоких проникновениях ФБР, а электрокаротажными зондами с точечными электродами и наибольшими АО=4.25–8.5 м еще не удается фиксировать зону пласта вне радиуса проникновения ФБР. Кпо для рассматриваемых пород неокома составлял 17–20%. Поэтому пункт а) в данном случае во внимание не принимали. *Проявление факторов по пунктам б, в приводило к неверным заключениям о насыщении пласта по данным каротажа и снижало эффективность ГРР.* Неоднозначность причин, обусловливающих наличие у проницаемых пластов повышенных УЭС, измеренных методами электрического и электромагнитного (индукционного) каротажа, не позволяла дать однозначное заключение о насыщении коллектора. Из проницаемых разностей пород одного и того же возраста получали воды разной минерализации, различающиеся в 8 раз (1400 и 10000 мг/дм^3 или от 2600 до 7800 и 19000 мг/дм^3). Такие случаи возникали, например, в районе работ уренгойского, ямальского типов геолого-геофизических разрезов.

Сформулирован вывод о необходимости бурения на промывочных жидкостях с малой водоотдачей, проведения опытных измерений зондами с большими размерами, т.е. глубинами исследований [8].

Бурение с растворами на углеводородной основе проводили на нескольких крупных нефтяных и газовых месторождениях Тюменской области. Такие работы выполняли только там, где уже были залежи УВ, и где стояла конкретная задача повышения достоверности прироста запасов.

Фактические данные по минерализации проб воды, отобранных при испытании большого количества объектов, сгруппированных по нефтегазоносным толщам и типам разрезов (Березовский, Шаимский, Лянторский, Сургутский, Нижневартовский, Уренгойский, Усть-Енисейский, Пурпейский, Южно-Ямальский и др.) представлены в работе [9]. Выявлено, что аномально низкие численные значения минерализации соответствуют маломощным, слабопроницаемым пластам с глубоким проникновением ФБР. Именно из таких коллекторов с трудом получали приток. *Полагали, что названная проба является фильтратом промывочной жидкости либо в смеси с пластовой водой.*

На основе анализа распределения минерализации пластовых проб коллекторов $ПК_{1-21}$ (сеномана-альб-апта), неокома (пласты А, Б), юры выявлены изменения минерализации от 2100 до 57300 мг/дм^3 в разрезе и по территории.

Определено [9], что в разрезе одного и того же типа наибольшая минерализация пластовых вод коллекторов соответствует горизонтам с высокими ФЕС, залегающих на больших глубинах. В том случае, когда ухудшается проницаемость коллекторов, возрастает диаметр зоны проникновения ФБР с глубиной, минерализация проб для более древних отложений снижается относительно более молодых.

Таким образом, аномально пониженные значения минерализации проб воды не следует принимать во внимание для интерпретации материалов ГИС, точнее, для определения УЭС пласта, полностью насыщенного пластовой водой вне зоны проникновения ФБР, хотя объемы извлеченной жидкости из пласта составляли рекомендуемые 3 – 5 объема скважины.

Глубже 2700 м минерализация отобранных проб при испытании – это смесь пластовой воды и ФБР, а градиент-зондом с АО = 8.5 м фиксируют не УЭС пласта, а область зоны проникновения [9].

Проведено изучение закономерностей изменения кривых БКЗ при сверхглубоких проникновениях ФБР в разновозрастные коллекторы [10].

Сделан вывод, что сверхглубокие проникновения ФБР в пласт являются причинами ошибочных заключений о насыщении коллекторов. Построены палетки для коллекторов с параметрами ρп/ρс-0.5-1-2-5-10-20-40-100 и ρΔ/ρс=5-10-20-40-100-200. Сделан вывод о том, что зонд с АО=17 м не является оптимальным для исследований при сверхглубоких зонах проникновения ФБР [10]. В разных стратиграфических и литологических толщах районов Тюменской области применили методы БК, ИК, АК, ИННК, НКТ, МНК, ГГК и др. Это позволило решить ряд геологических задач, в частности, определить глубины и интервалы залегания в разрезах скважин толщ пород, содержащих разные фазовые состояния флюидов, то есть газ, нефть, нефть с водой, газ с водой. Полученные сведения использованы при подсчете запасов УВ [11].

Необходимость определения минерализации пластовых вод возникает и при изучении нефтяных месторождений дальнего зарубежья. Так, при исследовании объектов эксплуатации в отложениях нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр на шельфе южного Вьетнама нужно было оценить минерализацию пластовой воды и соответственно электрическое сопротивление ее в скважинных условиях [12]. Водоносные линзовидные коллекторы встречены в разрезах скв.109, 602, 715, 1107. Считали, что минерализации пластовых вод по упомянутым скважинам составляют 5000 мг/дм^3; ρв ≈ 0.3 Омм при Тпл = 110 – 120°С.

В результате анализа данных ГИС выявили, что значение ρв ≈ 0.3 Омм завышено. На основе данных химического анализа проб воды, которые отбирали из коллекторов нижнего олигоцена, определили ρв = 0.18 – 0.55 Омм; по значениям плотности проб воды ρв = 0.06 – 0.50 Омм.

Автор рассматриваемой работы полагает, что объем воды в коллекторах является суммой

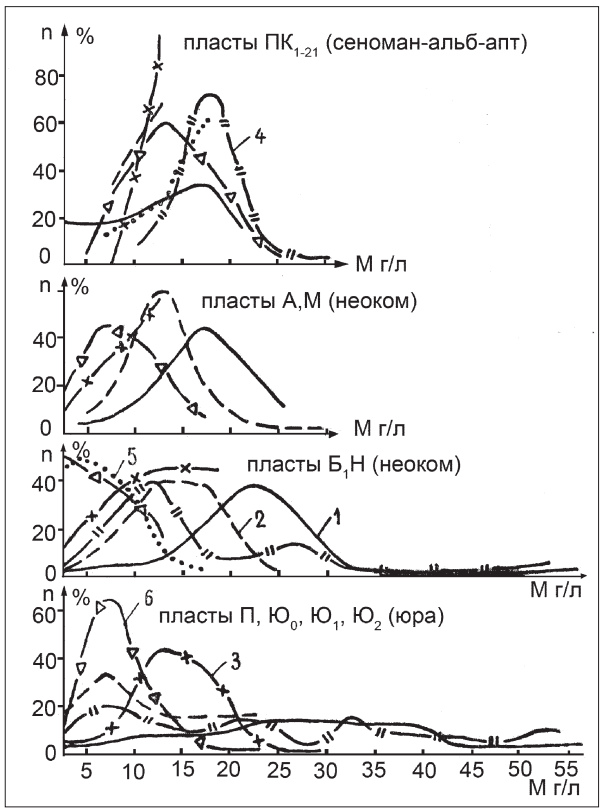


Рис.1. Распределение минерализации пластовых проб из коллекторов Западно-Сибирской равнины [9]. Площади с разрезами типов: 1 – Нижневартовского и Александровского; 2 – Салымского, Сургутского, Усть-Балыкского, Лянторского; 3 – Березовского, Шаимского, Верхнекондинского, Красноленинского, Ханты-Мансийского, Шеркалинского, Ярудейского;4 –Пурпейского, Надымского; 5 – Тазовского, Уренгойского; 6 – Южно-Русского, Южно-Ямальского и Усть-Енисейского

подвижной и связанной. Для первой минерализация постоянна. Для второй – диффузный слой может иметь минерализацию непостоянную за счет ряда факторов (литология, структура емкостного пространства, высота залежи, Кн и т.п.). На основании анализа более 10-ти численных значений плотности и общей минерализации проб воды для разных горизонтов по 9-ти скважинам были определены численные значения ρв = 2.99; 3.92; 5.01; 6.93; 8.46; 9.38 Омм и промежуточные между ними. Приняли оценку Кн для коллекторов нижнеолигоценовой продуктивной толщи при наибольшем численном значении минерализации поровой (свободной, подвижной) воды, т.е. 9400 мг/дм^3. Ей соответствует при пластовой температуре ρв = 0.18 – 0.20 Омм [12].

В работе [13] отмечено, что помимо технологических причин появления опресненных и пресных вод на устье скважин, а также отжатых из керна (разбавление пластовой воды фильтратом, водами из иных пластов и т.п.), есть еще одна причина - результат течения воды диффузных слоев. *Поэтому сведения о минерализации, ионном составе пластовых вод в большинстве представляют искаженную информацию.* Такие данные не пригодны для установления тех или иных закономерностей, построения гидрогеологических карт, интерпретации данных ГИС.

Сформулирован вывод: в условиях нефтегазовых месторождений Широтного Приобья и Севера Тюменской области получить пробу пластовой воды, которая не разбавлена ФБР, можно, если отбирать оптимальный объем жидкости:

$$Q_{фильтр.\ оптим.} = 3 \cdot Н_{эфф} \cdot \alpha_{пс},\ м^3.$$

Увеличение объема тонких пор в породе и депрессии на пласт при испытании приводят к увеличению в пробе, именуемой пластовой водой, пресных и опресненных порций воды. Отсюда – опреснение проб воды прямо пропорционально депрессии и обратно пропорционально параметру αпс. До 75% анализов проб воды, отобранных при испытаниях пластов (объектов) на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, дают искаженное представление о действительной минерализации и химическом составе подвижной пластовой воды в коллекторах. Такие пробы предложено браковать. К некачественным отнесены пробы, которые отобраны при ΔР/αпс >20. Дополнительный критерий для отбраковки проб воды следующий: воды из отобранных проб для использования должны быть по численному значению минерализации наибольшими из имеющихся. На основании изложенного, автором сформулировано требование для оценки достоверности пробы воды, которая должна отражать подвижную пластовую, а именно –

при испытании объекта на скважине необходимо использовать технологию, при которой исключено попадание в пробу пресного ФБР и опресненных порций диффузного слоя [13].

В случае, когда из нефтесодержащей толщи отобран керн, с целью повышения достоверности определения УЭС воды нефтегазосодержащих пластов предложен на уровне изобретения способ определения УЭС пластовой воды [14].

При $\Delta P/\alpha пс > 20$ пробы воды, отбираемые на скважине и направляемые на анализ в лабораторию, могут быть опресненными. Тогда при высоких давлениях на пласты, представленные слабосцементированными разностями пород, могут проявляться гидроразрывы, поглощения промывочной жидкости и ФБР. При этом УЭС зоны, в которой располагается ФБР, будет высоким и ее ошибочно можно принять за показатель продуктивности коллекторов [15].

В 1989 г. в ЗапСибНИИГеофизике (г. Тюмень) был подготовлен «Каталог сведений о минерализации, температуре и удельном сопротивлении пластовых вод и буровых фильтратов в типовых разрезах Западно-Сибирской равнины» (Н.А. Ирбэ, Л.Ф. Шестакова, Т.Н. Белоусова). В каталоге содержатся данные по состоянию на ноябрь 1984 г. В графическом и табличном виде представлены фактические численные значения минерализации, УЭС пластовой воды, температуры для интервалов прострела, соответствующих пластам индексов от ПК до палеозоя по площадям для разных типов разрезов. Авторы полагают, что *пробы с М < 3000 мг/дм^3 являются смесью технической воды и фильтрата, М = 5000 – 7000 мг/дм^3 – смесь фильтрата и пластовой воды.*

Тюменским территориальным правлением Всесоюзного научно-технического геологического общества был представлен в 1989 г. «Справочник петрофизических связей и средних значений коллекторских характеристик основных месторождений Западной Сибири, запасы по которым утверждены в ГКЗ СССР» (Л.Г. Ефимова, Т.К. Ахметова, Е.В. Лигус). В названном справочнике помимо многих сведений приведены уравнения, описывающие соотношения Р(Кп); Рн(Кв); Ро(W); М для разных пластов, типов разрезов. В справочнике нет сведений о колебаниях численных значений М и УЭС вод. Поэтому вопрос получения и отбора наиболее достоверных значений минерализации подвижных поровых вод в пластовых условиях поисково-разведочных скважин оставался нерешенным для разрезов Тюменской области.

Имеются противоположные мнения о минерализации пластовой воды внутри и вне ВНК. Одни исследователи считают, что минерализация внутриконтурной воды равна законтурной [13], другие считают, что минерализация внутриконтурной воды превышает минерализацию законтурной [16].

Следует подчеркнуть, что в работах [1-16] нет пояснений, что в процессе решения поставленной задачи проведен анализ всех имеющихся геофизических материалов по скважине, включая методы, которые относят к «техническим», например, по оценке качества изоляции испытуемого объекта внутри и за обсадной колонной, по привязке интервала перфорации к геофизическому разрезу и контроль перфорации. Нет пояснений, в какой мере можно считать достоверными дебиты, коэффициенты продуктивности и иные, результаты химического анализа проб воды в лаборатории в плане отражения минерализации подвижной воды в пластовых условиях. Нет пояснений, проводили работы в варианте «приток – состав» или нет. Если проводили, какие результаты и как конкретно данные по «приток – составу» позволяют оценивать минерализацию пластовых вод в скважинных условиях.

3. Известно, что по данным геофизических измерений в обсаженной скважине (АКЦ-ГГЦ-АК) сканирование решает задачу оценки герметичности затрубного пространства для разных вариантов цементирования [17]. Нами учтен опыт изучения условий вскрытия коллекторов, изоляции испытываемых объектов за обсадной колонной и внутри нее для поисково-разведочных скважин разной глубины, пробуренных и исследованных на территории Югры в разных районах и на площадях, по представлению результатов проведенных видов работ во времени и по глубине, с выводами в текстовом варианте и форме цветных электронных таблиц [18]. Ниже представлены результаты

работы, выполненной автором по материалам поисково-разведочных скважин, пробуренных в восточном регионе ХМАО – Югры.

В скважине 1 Пылькараминской площади выполнены измерения только методом АКЦ (с ФКД). При привязке интервала прострела к геофизическому разрезу и контролю перфорации в одних случаях спуском геофизического прибора достигали кровли цементного моста или взрывного пакера, тогда как в иных случаях такую операцию не проводили. *В одних условиях подтверждали методом ГИС наличие изолирующей конструкции внутри обсадной колонны между разными объектами, тогда как в остальных не могли подтвердить.* При возможности определяли расстояние, на которое геофизический прибор был удален от фиксированной глубины, например от кровли или подошвы следующего изолятора в ту или иную сторону.

Результаты всех видов работ, проведенных в скважине, представлены в виде специальных цветных таблиц отдельно, а затем и совместно для всех 10-ти испытанных объектов. Сопоставлены в форме названных таблиц материалы по результатам интерпретации данных ГИС, минерализации проб вод, их химического состава, изученных непосредственно на скважине, а также в лабораторных условиях. Такой подход позволил получить наглядные представления об условиях отбора проб, сопоставимости сведений по химическому анализу и геофизическим измерениям, в том числе вне зоны проникновения ФБР в пласт.

В качестве примеров приведены обоснования минерализации воды в пластовых условиях для объектов IV и VII.

Объект IV – пласт $Ю_1$. Испытан сначала в открытом стволе (ИПТ) в интервале глубин 2204 – 2258 м. Минерализация в пробе воды в лаборатории – 21172 мг/дм^3 (отбор на скважине 04.08.1998 г.). Этот же объект испытан в колонне в интервале глубин 2216 – 2224 м. По результатам анализов двух проб определены иные значения минерализации: 15102 мг/дм^3 (отбор на скважине 08.09.1999 г.) и 17814 мг/дм^3 (отбор на скважине 18.09.1999 г.). При ИПТ дебит указан 195 м^3/сут, тогда как при остальных двух испытаниях от 5.0 до 5.9 м^3/сут. Полагаем, что при испытании в колонне был затруднен водообмен между пластом и стволом скважины. Нами принято для использования наибольшее значение минерализации – 21170 мг/дм^3, соответствующее пробе, отобранной при испытании в открытом стволе с ИПТ. При этом содержание Br(бром) составило 45.48 мг/дм^3; J(йод) – 3.8 мг/дм^3. Эти значения превышают содержание в пробах вод, расположенных выше по разрезу объектов, хотя в два раза меньше, чем в пробах трех нижезалегающих объектов. Содержание нафтеновых кислот 0.16 (ИПТ) и 0.18 мг/дм^3 (перфорация, 1-я проба). Они представляют интерес как поисковый признак на нефть. Значение 0.16 отмечено для пласта $Ю_2$ (3-й объект) и 0.17 – для пласта $БВ_{10}$ (6-й объект). Для иных (кроме объектов 9 и 10) содержание нафтеновых кислот составило 0.08 – 0.11 мг/дм^3.

Объект VII – пласт $БВ_8$ (см. табл. 2). Интервал перфорации 1700 – 1712 м. Отсутствует сцепление цемент-колонна против рассматриваемого интервала и далеко от него в обе стороны по оси скважины. Между объектами VI и VII устанавливали 2 взрывных пакера (ВП) с заливкой цементного стакана на глубинах 1731 и 1730 м. Однако до перфорации опускали ЛМ на глубину 1790 м. Таким образом, *геофизический прибор опускали на 59 м ниже 1731 м.* То есть, перфорацию и испытание объекта VII проводили без изоляции с перфорированным объектом VI, давшим приток воды, а также и вне обсадной колонны с окружающими коллекторами. Выполнили три снижения уровней жидкости на глубины 375; 350; 440 м, получили приток слабоминерализованной воды 13 и 15.11.1999 г. Отобраны пробы воды на скважине. Их минерализация составила 7467 и 6659 мг/дм^3 соответственно. Проведены работы по оценке приемистости пласта с применением оборудования ЦА-120. *Закачано в скважину 3.0 м^3 технической воды при давлении 45 кгс/см^2. Обратно «пласт не отдает». Такое резкое изменение проницаемости возможно при запечатывании (кольматации) каналов, до этого пропускавших флюид. Это же является свидетельством превышения минерализации пластовой воды относительно использованной для закачивания.*

В той же скв.1 Пылькараминской площади 21.11.1999 г. проведены работы по комплексу

«приток – состав». При 4-х измерениях определены методом ГИС в стволе скважины минерализации воды от 8000; 11000; 12500; 13000 мг/дм^3. Вода с М = 13000 мг/дм^3 по ОСТ 41-05-263-86 относится к сильно солоноватой. По заключению специалистов ОАО «ЗСГК» 08.09.1998 г., коллектор толщиной 4.6 м в интервале глубин 1707.4 – 1712.0 м обладает УЭСбкз = 3.75 Омм, УЭСвикиз = 4.5 Омм. Насыщение – вода. Ков = 0.36. Кв=0.84.Кн=0.16. Водоносным также оценен названный коллектор при близком УЭСбкз к названному (определение специалистов лаборатории интерпретации промыслово-геофизических материалов и оценка ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» в 2009 г.). Таким образом, нами принято, что численные значения минерализации, которые определены по пробам воды, отобранным на поверхности, т.е. на устье скважины (13 и 15.11.1999 г.) до проведения «приток – состава», не характеризуют подвижную пластовую воду в коллекторах объекта VII. Можно полагать, что рассматриваемая минерализация в скважинных условиях > 13000 мг/дм^3.

Нами по скв.1 Пылькараминской площади сопоставлены: значения Кн совместно с высокими электрическими сопротивлениями коллекторов верхнего мела по данным ГИС (ИК, БКЗ, ВИКИЗ и др.); повышенные содержания нафтеновых кислот в пробах воды объектов 9 и 10; результаты интерпретации, выполненной сотрудниками Тюменьпромгеофизики в 1988 г. С учетом представлений об «островной воде» и нефти удается более четко оценивать состояние. Получение притока воды еще не является подтверждением того, что в коллекторе вообще нет УВ. Их содержание может быть разным, по крайней мере, до 50%.

В работе [19] рассмотрен вариант наличия в породах «островной», каплеобразной нефти при ее вытеснении водой. При этом фазовая проницаемость по нефти равна нулю, Кон = 0.20 – 0.30 от объема открытых пор. Для худших коллекторов *Кон* может быть равным 0.50. *«Островная водонасыщенность» характеризует тот объем капельной подвижной воды, при которой происходит переход от Ков (объем подвижной воды равен нулю) до такой критической водонасыщенности Кв*, при которой капли сливаются и могут перемещаться в коллекторе»*. Очевидно, что «островная нефть» может быть легкой, вязкой, тяжелой. Полагаем, что при сниженном пластовом давлении в коллекторе, содержащем «островную нефть», при вскрытии пласта имеющимися методами, включая ГТИ, с наблюдениями за промывочной жидкостью, выходящей из скважины, весьма трудно зафиксировать УВ, в том числе в керне или шламе, поскольку такие УВ не адсорбированы на поверхности породы.

Нами изучены геолого-геофизические материалы по скважинам 1Кулынъигольской, а также 6, 7, 8, 9 Боровой площадей.

По скв.1 Кулынъигольской площади разные специалисты по каротажным данным неоднократно проводили интерпретацию. Одну выполнили геофизики Вахской ПГП в 1971 г. Для коллекторов верхнемелового возраста (пласты толщиной более 5.0 м) дана оценка: «возможно нефтенасыщение или пресная вода». В том же году такую же оценку и рекомендации по испытанию представили сотрудники партии оперативного анализа ЗапСибНИГНИ (Н.А.Ирбэ). Наша оценка в 2009 г. совпадает с теми, что сформулированы названными специалистами. При испытании в колонне коллекторов в интервалах глубин 1306 – 1317; 1322 – 1328; 1344 – 1358 м (покурская свита) получены притоки воды. Суммарная минерализация пробы воды, определенной в лабораторных условиях, составила 269 мг/дм^3. РН = 9.65. Отсутствует HCO_3. **Содержание нафтеновых кислот 4.26 мг/дм^3.** Дебит воды при переливе 172 м^3/сут. По результатам интерпретации данных ГИС в лаборатории интерпретации промыслово-геофизических материалов ГП «НАЦ РН им В.И.Шпильмана» в 2009 г., коллекторы верхнего мела в разрезе рассматриваемой скважины оценены водонасыщенными.

По нашему мнению, суммарная минерализация 269 мг/дм^3 не отражает пластовую подвижную воду вне зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. Пласт недоиспытан. Противоречивость сведений о высоком содержании нафтеновых кислот в пробе воды, высоких электрических сопротивлениях пород и получении притоков воды позволяет поставить вопрос о необходимости дополнитель-

Таблица 2

Геолого-геофизические и технологические характеристики пород пласта AB_{4-5}, результаты испытания VII объекта по скв. 1 Пылькараминской площади

Глубина, м	Керн не отбирали.	08.09.1998 30	31.10.1999 30	В акте испыт. VI объекта	В акте испыт. VII объекта	30	09-26.11.1999г.					
							Интерпретация Ирбэ В.А .дек.2009г.					
							ЛМ,ГК, 08.11.99.		ЛМ,ГК,Терм 08.11.99.	Перф.	ЛМ.Терм	
		Отсутствие	Отсутствие			Отсутствие					ЛМ	Терм.
	Рез-ты иссл. шлама, данных газокаротажа				В сведениях о скв. указан		Гк увязана с ГК от23.08-02.09 1998г.		ГК увязана с ГК от23.08-02.09 1998г.			
1625	В инт-ле 1370-1800м						↓		1625↓	ПР-43	1625	ПО ЛМ
	пересл.аргилл.зел.				искусств.			Геофизики в закл. по компл. контр. за перфор. отмеч.: После установки ВП забой 1727м	По ЛМ	10 о/п.м	По ЛМ от 1660 до 1719м изображ. напом. наруш. целостн. колонны 1719	выделен перфо риров. ин-л ↓1700
							1688			Всего 120 отв. 1700		
	серых с коричн.отт.				забой 1721м		↑		от 1660 до 1727м по всему интервалу напом. наруш. целостн. колонны.			
	темно-серых до черного.ср.крепости.				Определен спуском геоф. прибора.		По ЛМ по всему интервалу изображ. напоминает нарушен. цнелост. колонны. ↓1790					
1705	алевритовых иногда											1705
1712	с песч. Сер..мкз..сла									1712		
	босцем.до рыхлых.											
1719	на гл.цем..реже ср.											
	крепости.кварц. на карб.цементе.углей. пиритиз.растит. остатков.Прослои	сцепления.	сцепления.		В ЦРН нет копии диагр.	сцепления			По термрг. на гл.≈ 1652м резк. увелич. до забоя. 1727-1728	Возможно,что увеличение температуры-свидетельство движ.флюида за колон.		
	углей			2ВП с зал. цем.стак. 1730	2ВП с зал цем.стак. 1730					Все диаграммы оценены геоф. службой хорошего качества.		
	наблюдаются в верхней части инт-ла.			1731	1731	цемент						
	преобладают на глубине 1430-1440м.			↑	59м	колонна и						
	Нет свед по C_1-C_5.		↓	↓								
1835	Данных по люмин.	↓	1835			частичн.						
	анализу нет.	2195										
	Не указан автор описания шлама.					2199,8						

В документах нет пояснений причин,которые обусловили характер поведения кривых ЛМ и термогр. В закл. по контролю за перф.указан забой до установки ВП:1790.8м.	
Геофизические приборы опускали на 59м ниже подошвы нижнего ВП в указанных в актах по испытанию VI и VII .	
Нет в ЦРН документов. даты установки контроля глубины по ГИС 1727м.	

Таблица 3

Результаты исследований по комплексу «приток-состав « объекта VII в скв 1 Пылькараминской площади

Глубина, м	В заключении по компл." Приток-состав" указан врем.интервал проведен. :16-21.11.99г.На копиях диаграмм:19.11.99г.																							
	1:500.Скв.остановлена 20ч.16мин						1:200.Фоновый замер 21ч31мин.									1:200.Замер во время стравливания 23час.27мин.								
	ЛМ ГК	Да вл	Мин. г/л	Темп. оС	С ТД	Во да	ЛМ ГК	Да вл.	Мин. г/л	Темп. оС	терм град	Шум омер	СТД	Пл от	Во да	ЛМ ГК	Да вл.	Мин. г/л	Темп оС	Шум омер	СТД	Пл от	Во да,%
1000		106	1	25	↑	↑					На гл.				%	Глубины начала регистрации на копии							
1530			1		При						1608м					не указаны							
1570			9		ток	100					увел.					Нет таблицы значений параметров и фамилии							
1580											t^0					интерпретатора							
1590					не	%	1590										159,5	11	41,2		Пос	Нет	↑
1600	нкт		8		от		нкт	160	1,3	39	на о.2				↑	нкт	160,5				то		
1608					ме						1608		Воз				161,5	11			янные		
1625					чен						°C		мо				163				зна		
1630											На гл.		жно	1,14			183				че	све	100
1640		171	8	41	↓	↓					1694м		при		100		163,5	11	41,9		ния		
	По заключению измерения.								1,5		увел.		ток										
1690	до 1690м.								2,45	41	t^0		↓				168				Повы		
1694	Нет таблицы значений								2,5	41,2	1694			1,07			167,5				шенн		
1698	параметров и фамилии интерпр.							171	2,6	41,5	на 0.2			1,23	↓		166,5	11			знач.		
1700	Выводы:Зафиксирован															1700	166	11	42,5		Сни	де	
1702	столб воды в колонне						Зафикс.глуб.начала изм.1698м										165	12	Термо		же		
1705	с минер.8.0-9.0 г/л.						Выводы: Зафиксирован столб воды в колонне										164	12,5	ступень		ние		
1708							с минерализацией 1.0-3.0 г/л.										162	12,5			зна		
1712	Отбор пробы воды на устье после 2-го снижения уровня был проведен															1712	155	13,5	42,6	Нече	че		
1717	13.11.1999г. В лаборатории г.Тюмени исследования провели 30.10.2000г.																153	11,5		ткая	ний	ний	
1719	Суммарная минерализация воды -7467мг/л.															1719	152	13	42,6	запись			↓
1721	Отбор пробы воды на устье после 3-го снижения уровня был проведен															Вывод: Снижение давлений с гл.1680м .увеличение							
15.11.1999г.	В лаборатории г.Тюмени исследования провели 30.10.2000г.															минерализации воды с гл.1700м до 13.0 г/л-свидетель							
Суммарная минерализация воды -6659мг/л.																ство поступления в колонну из перф. инт-ла порций							
Выводы:Минерализация воды в названных пробах и в скважине различна на																вод,возможно пластовых, или смесей с пластовыми.							
период исследований геофизическими методами по "приток-составу".																							

ного изучения насыщения пластов. В той же скв.1 Кулынъигольской площади испытали еще два объекта в интервалах глубин 585 – 602 и 1110 – 1125 м. Мы не располагали сведениями о минерализации пород воды, отобранных при испытании названных объектов. В актах по испытанию сообщено о получении из первого интервала притока воды 8.85 м^3/сут (непереливающий). Из второго сначала получено 23; 280 м^3/сут слабосоленой воды с песком, а затем 72 м^3/сут на 16-мм штуцере. *По нашему мнению, качество испытания названных объектов не ясно.*

По скважинам 6, 7, 8, 9 Боровой площади ниже глубины 1500 м оценка насыщения коллекторов – вода совпадает с той, что дана нами и иными специалистами в разное время, в том числе по пластам Ю$_1$, давшим притоки нефти в скв.6 и 7. Оценка насыщения проницаемых интервалов, сформулированная нами в 2009 г., для пород, залегающих от ≈500 м (башмак кондуктора) до ≈1350 м, расходится с той, что определена сотрудниками названной лаборатории ГП «НАЦ РН» и оформлена в виде электронных таблиц с попластовой характеристикой коллекторов в 2009 г. – вода. Наша оценка: в *коллекторах, возможно, находится пресная вода, нефть, пресный фильтрат промывочной жидкости при глубоком проникновении его в пласт, смеси названных флюидов.* Не исключено, что в коллекторах верхнего мела в разрезах скв.1 Пылькараминской, 1Кулынъигольской, 6, 7, 8, 9 Боровой площадей имеется «островная нефть». По нашему мнению, ее обозначали сотрудники ОАО «Западно-Сибирская геофизическая корпорация» Тюменьпромгеофизики через Кн в результатах обработки данных каротажа по скв.1 Пылькараминской площади (1998 г.). Как было отмечено, обозначены численные значения Кн ≈0.50. В интервалах глубин, м: 1049.8 – 1051.6; 1056.6 – 1061.6; 1088.0 – 1098.8; 1099.2 – 1115.2; 1220.2 – 1224.8; 1262.6 – 1266.0; 1268.5 – 1271.2; 1302.2 – 1325.8 коллекторы оценены водонасыщенными. Коллекторы в интервале глубин 1485,8 – 1486.5 м с Кппс = 0.24; УЭСик = 10.06 Омм; УЭСвикиз = 6.7 Омм; Сгл = 0.17; Кво = 0.33; Кв = 0.50; Кн = 0.50 оценены как «зона неясного притока».

Таким образом, пробы воды для исследований в лабораторных условиях, отобранные при испытании 10-ти объектов в разрезе скв.1 Пылькараминской площади, в разной степени отражают минерализацию подвижных вод и химический состав их вне зоны проникновения ФБР в пласт. Наиболее достоверно отражают минерализацию подвижных пластовых вод по первым 3 – 4 испытанным объектам.

Пробы воды, отобранные при испытании объектов с 5 по 10, а затем исследованные в лаборатории, отображают не только характеристики пластовых подвижных вод, но и сведения о водных растворах, расположенных в зонах проникновения ФБР. Это подтверждено, например, значениями минерализации при испытании объекта 7: 6600 и 7500 мг/дм^3 до проведения комплекса «приток-состав», а затем 9000 – 12000 мг/дм^3 при проведении комплекса «приток – состав».

Объекты 5 – 10, в том числе 9 и 10, недоиспытаны в колонне относительно минерализации подвижной поровой воды. По данным химического анализа, выполненного в лаборатории, в пробах, характеризующих названные объекты 9, 10, выявлены наибольшие из всех 10-ти проб содержания нафтеновых кислот: 1340 и 260 мг/дм^3, соответственно. Такие признаки подтверждают целесообразность испытания коллекторов верхнего мела, дальнейшее их изучение.

Итак, требует совершенствования технология, которую применяли на скважине 1 Пылькараминской площади и других в восточном районе Югры при бурении, вскрытии, испытании пластов, в т.ч. верхнемелового возраста, отборе проб воды на устье скважины, проведении работ по изоляции испытываемых объектов вне обсадной колонны и внутри, привязке интервалов прострела к геолого-геофизическому разрезу и контролю перфорации, а также комплексом «приток – состав».

В разрезах скважин, проектируемых к бурению, целесообразно включить детальное изучение пород верхнего мела зондами с большими радиусами исследований, включая симметричные, бурение и вскрытие пластов на нефильтрующихся растворах, отбор керна, испытание высокоомных интервалов методом сверху вниз в открытом стволе, а затем и в колонне снизу вверх.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ирбэ Н.А.* Сводные геолого-геофизические разрезы нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности и их особенности// Геофизические исследования Западной Сибири (обобщение результатов интерпретации промыслово-геофизических данных) /Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып.54.– Тюмень. – 1972. – с.3-167.

2. *Волков Э.Я.* Возможности оценки качества испытаний по методам электрометрии // Изучение нефтегазоносных толщ Западно-Сибирской равнины методами промысловой геофизики / Труды ЗапСибНИГНИ. Вып.65.– М.: Недра.–1974. – с.121-130.

3. *Ирбэ В.А., Демьяновский А.И.* О целесообразности проведения электрометрических исследований сверхдлинными зондами в глубоких скважинах Тюменской области // Изучение нефтегазоносных толщ Западно-Сибирской равнины методами промысловой геофизики / Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып.65. – М.: Недра. – 1974. – с.131-136.

4. *Яковлев Г.Е.* Исследование скважин большими градиент-зондами.– М.: Недра. – 1990. – 176 с.

5. *Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р.* Строительство горизонтальных скважин. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2007. – 688 с.

6. *Велиев Г.О.* Геодинамическая активность земных недр и ее влияние на нефтегазоносность разреза. // Геофизика. – №5. – 2002. – с.57-59.

7. *Мамиесенов Н., Шевченко И.В.* Необходимость изучения минерализации пластовых вод в процессе определения текущего нефте-насыщения, освоения и испытания терригенных пластов-коллекторов плиоценового возраста Прибалханской зоны поднятий (Западный Туркменистан). // Каротажник. – №6 (183). – Тверь. – 2009. – с.61-89.

8. *Ирбэ Н.А., Волков Э.Я., Ирбэ В.А.* Повышение эффективности промыслово-геофизических исследований скважин Крайнего Севера при поисках нефти в коллекторах неокома // Проблема поисков нефти в нижнемеловых и юрских отложениях на севере Тюменской области (материалы Уренгойского совещания) / Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып.70. – Тюмень. – 1973. – с.145-151.

9. *Ирбэ Н.А.* Обоснование величин вероятной минерализации пластовых вод в разрезе Западно - Сибирской равнины с целью определения их удельного сопротивления // Методика разведки и промыслово-геофизических исследований газонефтяных месторождений Тюменской области / Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып.106. – Тюмень. – 1975. – с.130-142.

10. *Волков Э.Я.* Закономерности изменения кривых БКЗ при сверхглубоких зонах проникновения фильтрата бурового раствора в коллекторы // Методика разведки и промыслово-геофизических исследований газонефтяных месторождений Тюменской области /Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып.106. –Тюмень. – 1975. – с.143-150.

11. *Нелепченко О.М., Ахияров В.Х., Басин Я.Н.* Оптимальные комплексы геофизических исследований нефтяных и газовых скважин Западной Сибири. / Тр. ЗапСибНИГНИ. – Вып.91. – М.: Недра. – 1976. – 132 с.

12. *Золоева Г.М.* Об удельном сопротивлении остаточной воды в нижнеолигоценовых отложениях месторождения Белый Тигр.// Геофизика. – №4. – 2001. – с.94-95.

13. *Зосимов Ф.Н.* Диффузный слой и минерализация пластовых вод. – Тюмень: «Софт-Дизайн». –1995. – 192 с.

14. А.С.1249606. Способ определения электрического удельного сопротивления вод нефтегазонасыщенных пластов. Авт. В.Г. Мамяшев, Ф.Н. Зосимов, В.С. Кудрявцев, Н.А. Пих. Заявлено 19.10.1984. Опубликовано. 1986. – № 29.

15. *Ахияров В.Х.* Особенности образования зоны проникновения и ее влияние на характеристику коллекторов в терригенном разрезе Западно-Сибирской равнины / Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып.106. – Тюмень. –1975. – с.151-162.

16. *Таужнянский Г.В.* Современное состояние петрофизического и интерпретационного обеспечения определения подсчетных параметров месторождений нефти и газа Тюменской области. // Геофизика. – №4. – 2005. – с.25-28.

17. *Конысов А.К.* Определение герметичности затрубного пространства геофизическими методами. // Геофизика. – №4. – 2009. – с.65-58.

18. *Ирбэ В.А.* Проблемы повышения эффективности применения геофизических исследований скважин при геологоразведочных работах в Западной Сибири. // Геофизический вестник. – №11. – 2003. – с.12-16.

19. *Элланский М.М.* Повышение информативности геолого-геофизических методов изучения залежей нефти и газа при их поисках и разведке. – М.: Техника. – ТУМА ГРУПП. – 2004. –112 с.

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТОВ $Ю_2$ И БАЗАЛЬНОГО ЗАПАДНО-ВАНДМТОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А. Ансимова, М.С. Сахарова
(ГП «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана»)

По Западно-Вандмторскому месторождению необходимость в уточнении модели строения залежей по пластам $Ю_2$ и Базальному возникла в связи с тем, что в наличии имеются только подсчетные планы, на которых площади нефтеносности по категориям C_1 и C_2 не соответствуют данным Государственного баланса.

Западно-Вандмторское месторождение открыто поисковой скважиной 30, пробуренной и испытанной в 1997 г.

Последний оперативный подсчет запасов по Базальному пласту производился в 1997 году, по пласту $Ю_2$ – в 1998 году и с тех пор запасы не корректировались.

Подсчет запасов **залежи Базального пласта** был выполнен по результатам бурения скважин 30 и 32, первая из которых вскрыла продуктивные отложения на а.о. –2211 м. При испытании пласта в интервале а.о.–2211-2213 м получен приток нефти дебитом 6,1 м^3/сут при СДУ 1189.5 м. Нефтенасыщенная толщина пласта в скважине 30 составляет 1 м.

При испытании пласта в скважине 32 в интервале а.о.–2235-2240 м получен приток воды дебитом 3.2 м^3/сут. ВНК авторами принят на а.о. –2236 м по кровле водонасыщенного слоя в скважине 32. Запасы нефти категории C_1 выделены в районе скважины 30, на остальной части залежи запасы оценены по категории C_2 в пределах контура нефтеносности (рис. 1).

Запасы нефти по категории C_2 не были утверждены ЦКЗ (протокол №41-98 от 24 марта 1998 г., г.Тюмень). На Государственный баланс поставлены только запасы категории C_1 в пределах контура нефтеносности, принятого по подошве нефтенасыщенного пропластка в скважине 30 на а.о. –2212.4 м.

Подсчетного плана по Базальному пласту с исправлениями по результатам рассмотрения ЦКЗ, соответствующего Государственному балансу, нет. Кроме того, в 1997–1998 гг. пробурена скважина 31, не учтенная при последнем подсчете запасов.

Подсчет запасов **залежи пласта $Ю_2$** впервые был выполнен в 1997 г. по результатам бурения скважин 30 и 32. Скважина 30 вскрыла продуктивные отложения на а.о. –2123 м. При испытании пласта в интервале а.о.–2122-2128 м получен приток нефти дебитом 3.8 м^3/сут при среднединамическом уровне 1314 м. При испытании пласта в скважине 32 в интервале а.о.–2132-2138 м и 2145-2153 м получен приток воды. ВНК наклонный: на западе, севере и востоке взят на а.о.–2139 м., что соответствует подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине 30, на юге – на а.о.–2135 м – по кровле водонасыщенных коллекторов в скважине 32 (рис. 2).

Запасы нефти по категории C_1 переведены в категорию C_2 и утверждены ЦКЗ (протокол №41-98 от 24 марта 1998 г., г.Тюмень).

Подсчетного плана по пласту $Ю_2$, исправленного в соответствии с замечаниями ЦКЗ и согласующегося с цифрами запасов на Государственном балансе, нет.

В 1997–1998 гг. на месторождении пробурена скважина 31, охарактеризованная по ГИС как водонасыщенная. Был выполнен оперативный подсчет запасов, с учетом скважины 31 и представлен на рассмотрение ЦКЗ в 1998 г. По решению ЦКЗ запасы нефти по категории

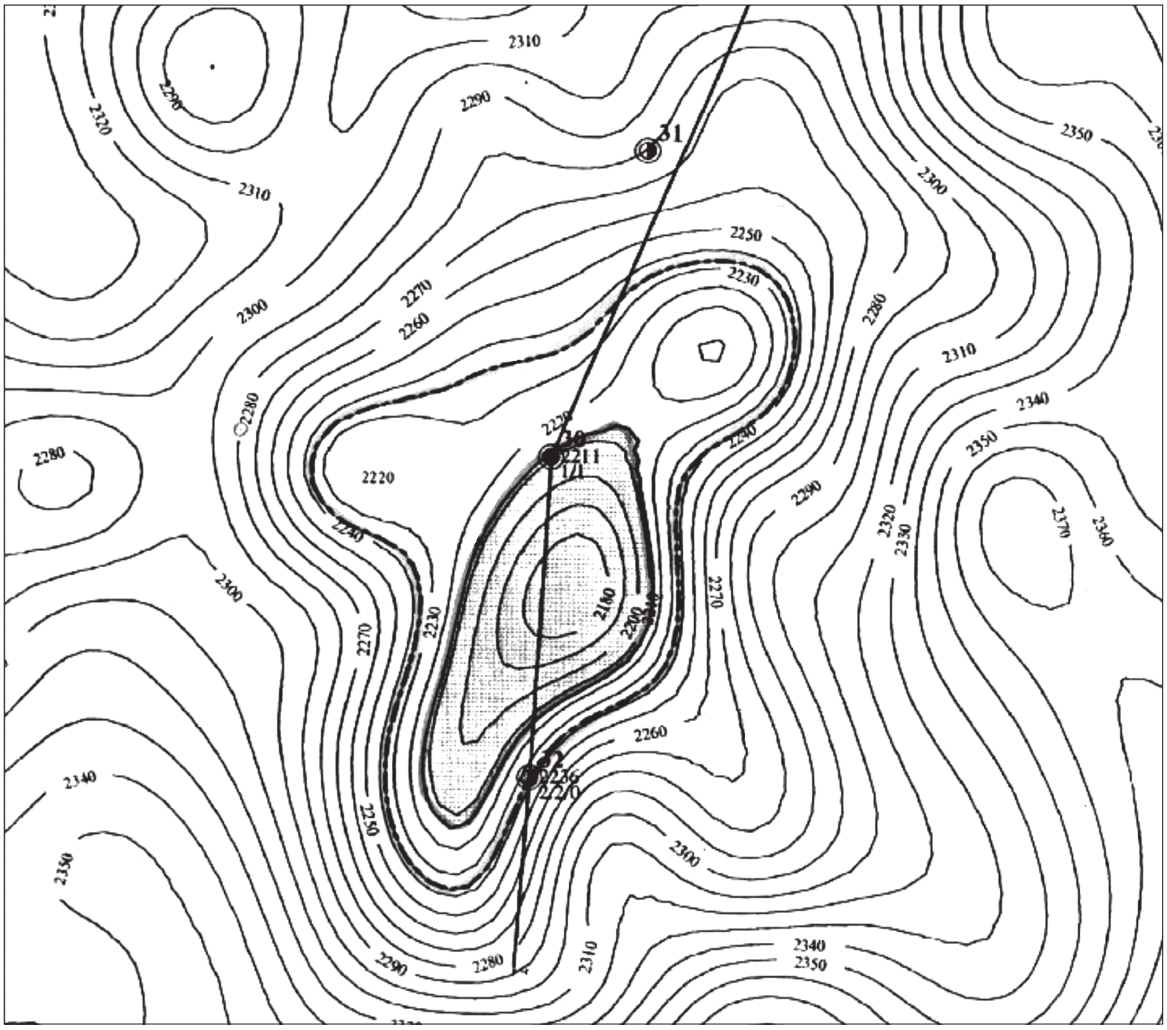


Рис.1. План подсчета запасов нефти по залежи Базального пласта (подсчет запасов 1997 г., представленный на рассмотрение ЦКЗ)

C_2 приняты частично (протокол №1-99, от 25 марта 1999 г, г.Тюмень).

Подсчетный план 1998 г. по пласту $Ю_2$, представленный на рассмотрение ЦКЗ и с исправлениями по результатам рассмотрения ЦКЗ, отсутствует.

При создании новых моделей строения залежей пласта $Ю_2$ и Базального пласта проведена детальная корреляция разрезов скважин, пересмотрены геолого-геофизические материалы, уточнены подсчетные параметры, перестроена структурная карта по отражающему горизонту «Б» и структурные карты по кровле продуктивных пластов, с учетом данных по новой скважине 31 (рис 3).

Базальный пласт

По уточненной модели залежь продуктивного Базального пласта вскрыта единственной скважиной 30 на а.о. –2211.4-2212.4 м. По результатам интерпретации материалов ГИС базальный пласт в скважине 30 нефтенасыщен до подошвы. При испытании в колонне интер-

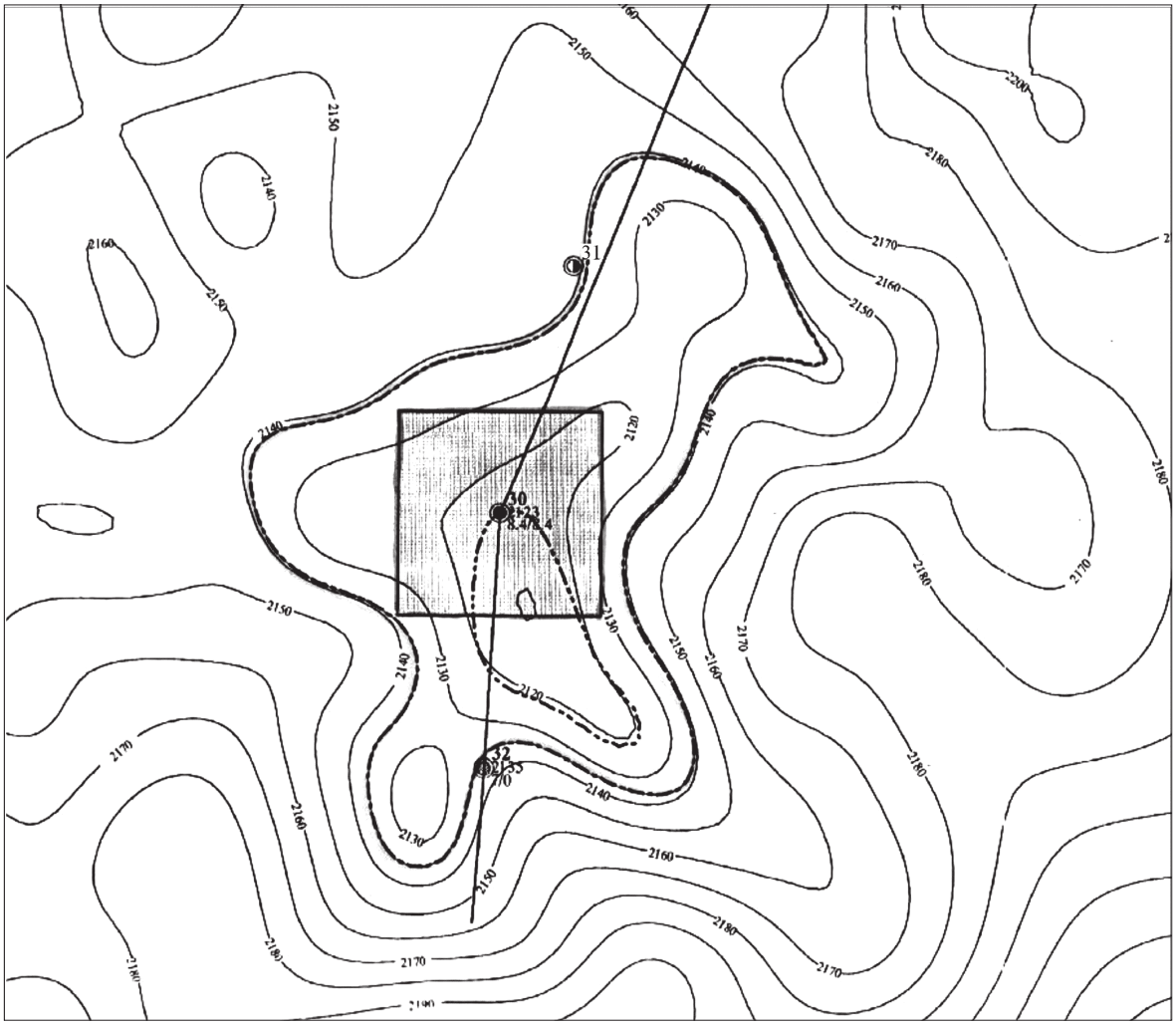


Рис.2. План подсчета запасов нефти по залежи пласта Ю$_2$ (подсчет запасов 1997 г., представленный на рассмотрение ЦКЗ)

вала а.о. – 2211-2213 м получен приток нефти дебитом 6.1 м^3/сут при средне динамическом уровне 1189.5 м. Базальный пласт в скважинах 31 и 32 по результатам интерпретации материалов ГИС относится к водоносным.

Залежь пластово-сводовая. Нефтенасыщенная толщина пласта в скважине 30 составляет 1.0 м.

Водонефтяной контакт в залежи не установлен и условно принят на а.о. –2220 м, ниже подошвы пласта на 7.6 м, что вполне допустимо исходя из графика прогноза положения ВНК. Однако, по методике Петерсилье В.И., при принятом Кп = 17% и Кн = 66% (водонасыщенность = 34%), высота залежи может достигать более 40 м, но для этого необходимы дополнительные исследования, бурение и испытание новых разведочных скважин (рис. 4). Размеры залежи 3.3 × 1.2 км (рис. 5, 6) . По результатам скв. 32 ВНК не может быть ниже а.о.–2235 м.

Базальный пласт охарактеризован керном только в непродуктивной части в скважине 32 и представлен песчаниками серыми, темно-

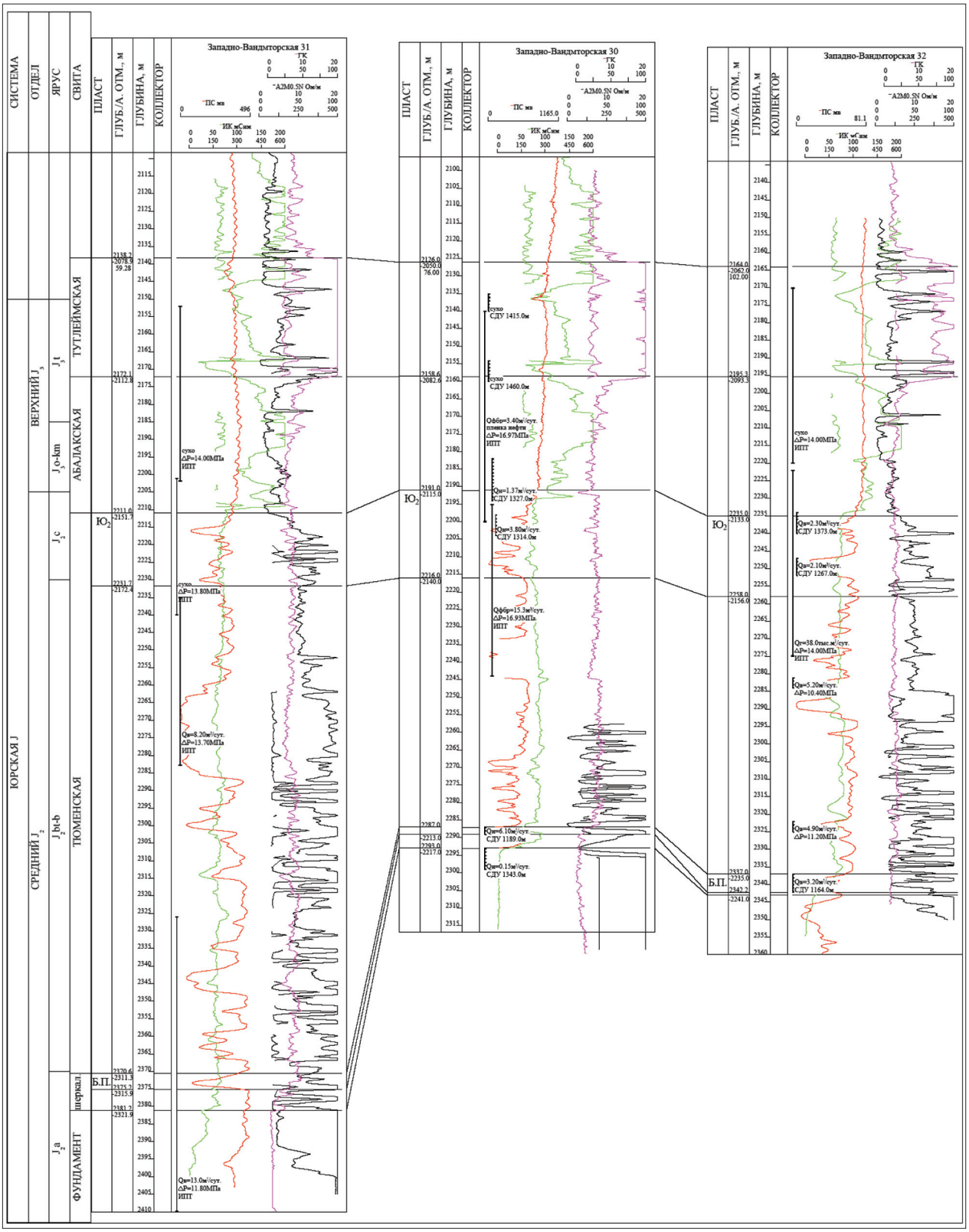


Рис 3. Схема корреляции по линии скважин 31-30-32

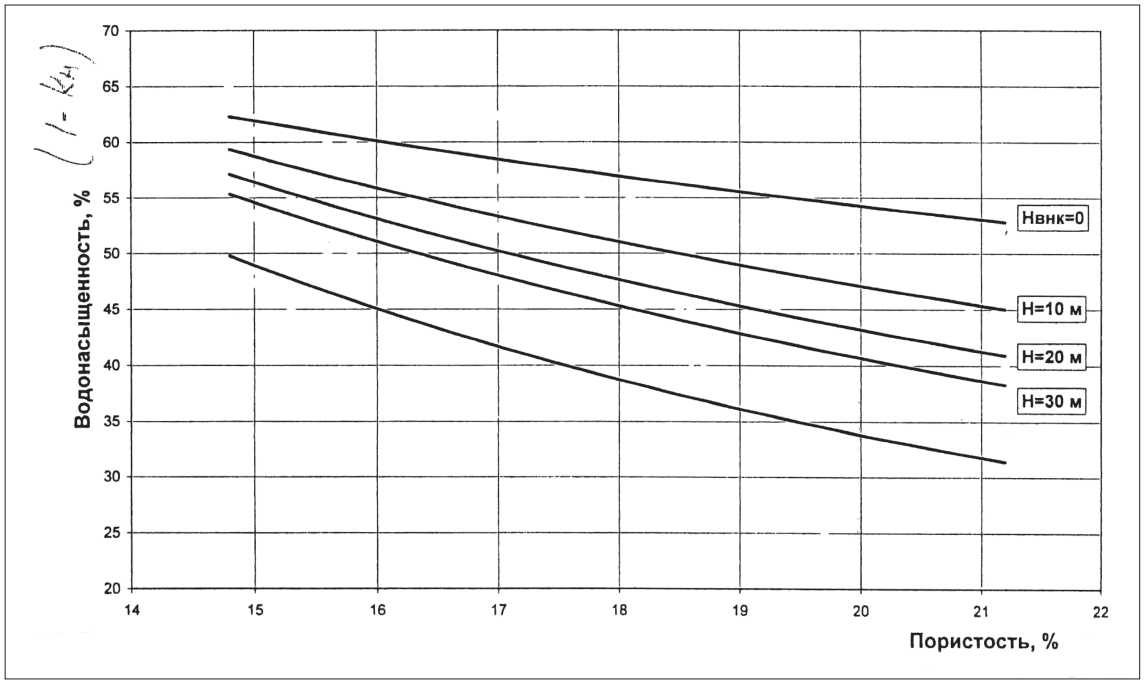


Рис.4. График прогноза положения ВНК (по методике Петерсилье В.И.)

серыми, зеленоватыми, мелкозернистыми, плотными с прослоями углистых алевролитов и углей.

Запасы нефти категории C_1 выделены в районе скважины 30 на юге на расстоянии 1 км от скважины, на севере, западе и востоке до ВНК, а на остальной части залежи запасы в пределах принятого контура нефтеносности оценены по категории C_2.

Пористость и нефтенасыщенность приняты по результатам обработки материалов ГИС по скважине 30 и составили Кп =17%, Кн = 66%.

Плотность нефти – 829 кг/м^3, пересчетный коэффициент – 0.750, газовый фактор – 150 м^3/т, коэффициент извлечения нефти – 0.20 приняты ЦКЗ МПР РФ в 1998 году, (протокол №41-98) и оставлены без изменения.

Запасы нефти по Базальному пласту незначительно увеличились (на 14%), в результате изменения объема нефтесодержащих пород.

Пласт Ю$_2$

По уточненной модели залежь продуктивного пласта Ю$_2$ вскрыта единственной скважиной 30 на а.о.–2122.8-2139 м. По результатам интерпретации материалов ГИС пласт в скважине 30 нефтенасыщен до а.о. –2130 м, а ниже водонасыщен. При испытании пласта в открытом стволе в интервале а.о.–2119-2168 м. получен фильтрат бурового раствора, при испытании в колонне интервала а.о. –2122-2128 м. получен приток нефти дебитом 3,8 м^3/сут при СДУ 1314,5 м. В скважинах 31 и 32 по результатам интерпретации материалов ГИС пласт относится к водоносным.

Залежь пластово-сводовая, водоплавающая. Эффективная толщина пласта в скважине 30 составляет 8.4 м, нефтенасыщенная – 3.0 м. Водонефтяной контакт в залежи по заключению ГИС принят по на а.о. –2130 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 30. Размеры залежи 3.5 × 1.5 км (рис. 7).

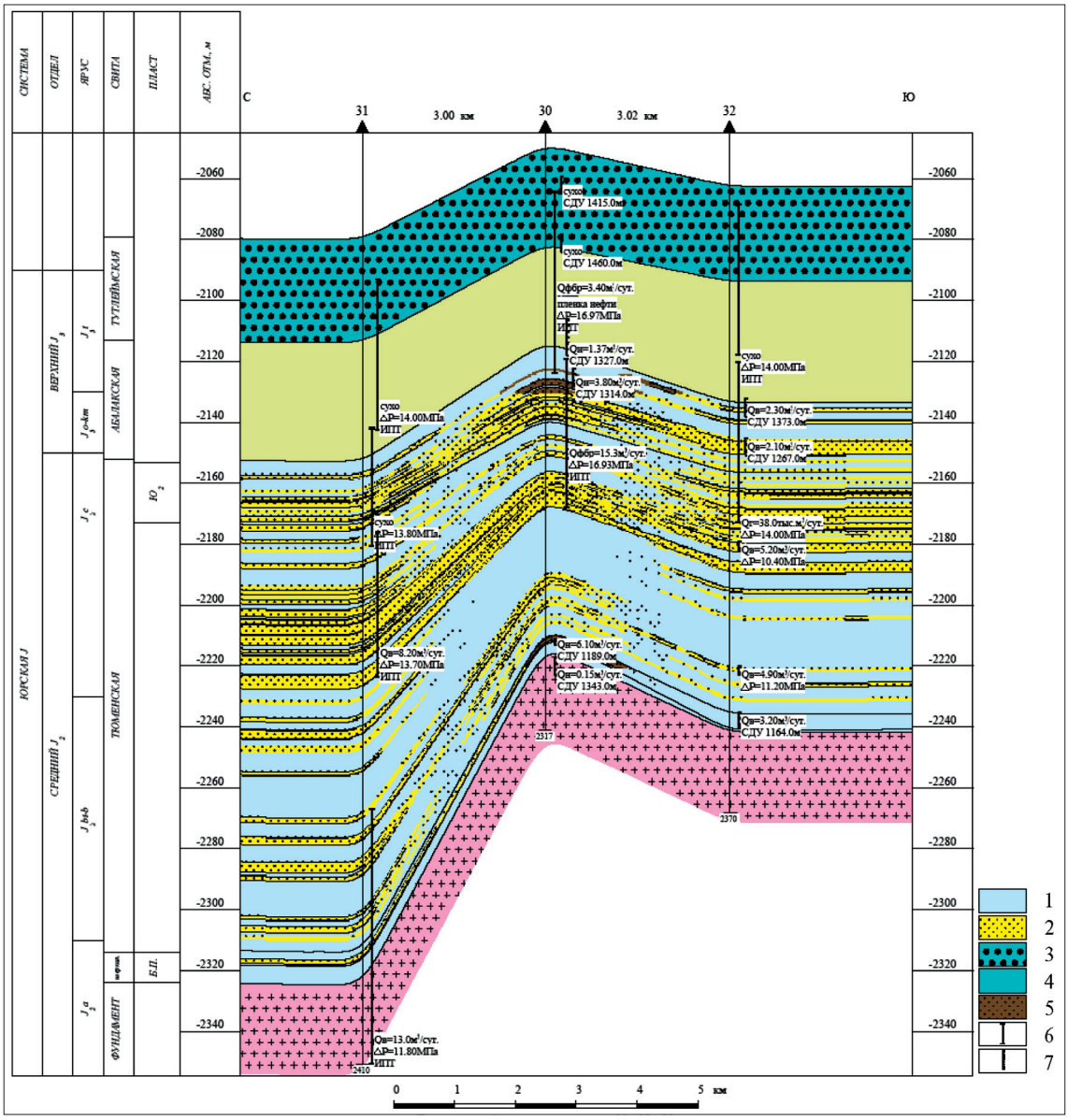


Рис.5. Геологический разрез по линии скважин 31-30-32. Условные обозначения: 1 – глины; 2 – песчаник; 3 – битуминозные аргиллиты; 4 – тонкие аргиллиты; 5 – залежи нефти промышленные; 6 – интервал испытания ИП в процессе бурения; 7 – интервал перфорации при испытании в эксплуатационной скважине

Продуктивная часть пласта $Ю_2$ охарактеризована 6 образцами керна (скважина 30). Среднее значение пористости составило 16.9% (11 определений), проницаемости – 11.44 мД (5 определений), остаточной водонасыщенности – 45.9% (5 определений). Из общей толщины пласта вынесено 31.7 м керна, из нефтенасыщенной части – 3.0 м.

По керну пласт $Ю_2$ представлен песчаниками серыми, желтовато-серыми, темно-серыми, мелкозернистыми, массивными с большим содержанием углистого детрита.

Запасы нефти по категории C_1 выделены в районе скважины 30. Границы запасов категории C_1 проведены на юге на расстоянии 1 км от скважины, на севере, западе и востоке – до ВНК. На остальной части залежи запасы оценены по категории C_2 в пределах принятого контура нефтеносности (подсчет запасов 2010 г.).

Пористость и нефтенасыщенность приняты по результатам обработки материалов ГИС по скважине 30 и составили Кп=17%, Кн=61%. Плотность нефти – 845 кг/м^3, пересчетный коэффициент – 0.877, газовый фактор – 65.9 м^3/т приняты по аналогии с соседним Песчаным месторождением, находящимся в разработке.

Коэффициент извлечения нефти составляет 0.25 (утвержден ЦКЗ МПР РФ в 1998 году, протокол №1-99).

Запасы нефти по пласту $Ю_2$ уменьшились на 93% в результате существенного изменения объема нефтесодержащих пород в меньшую сторону.

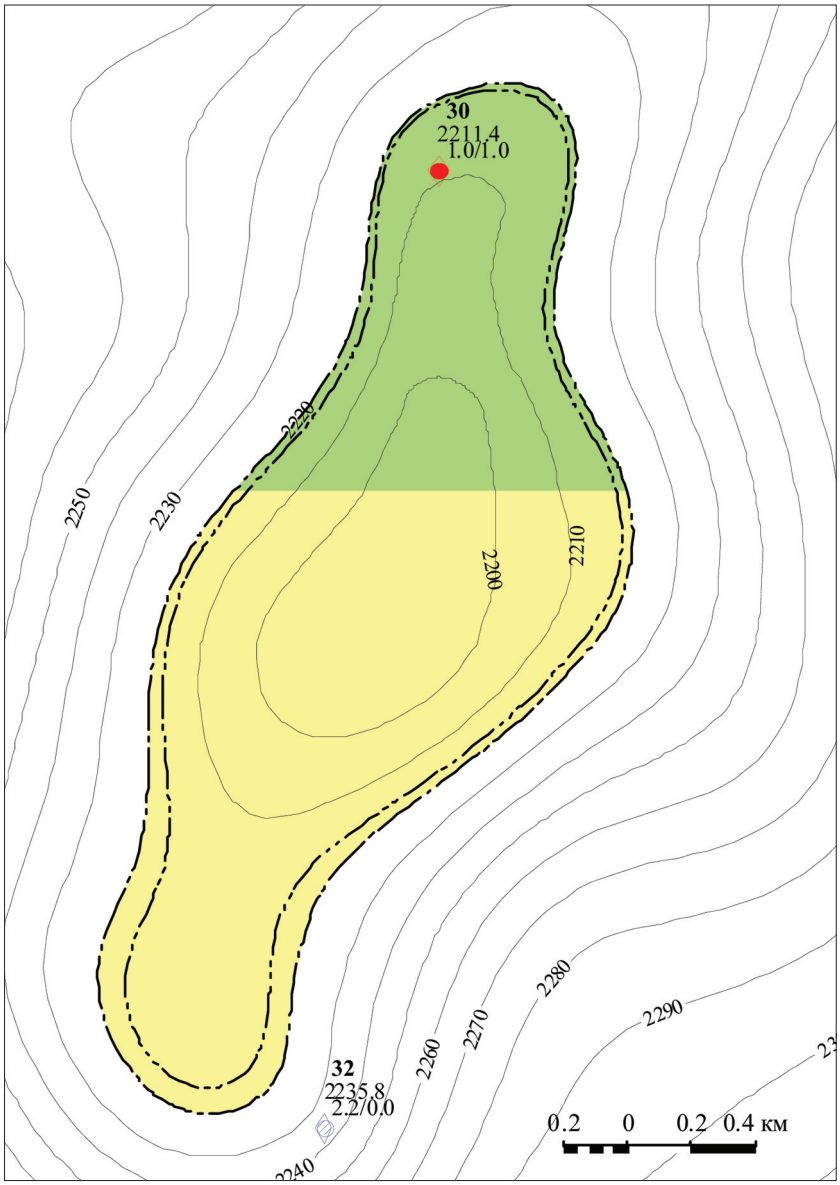


Рис.6. План подсчета запасов нефти по залежи Базального пласта (подсчет запасов 2010 г.)

В ходе выполнения работы проанализировано состояние изученности по Западно-Вандмторскому месторождению и в связи с тем, что геолого-геофизическая информация не пересматривалась в течение 12 лет и отсутствуют подсчетные планы, соответствующие Государственному балансу, возникла необходимость пересмотреть весь имеющийся фактический материал. В результате пересмотра выполнена детальная корреляция разрезов скважин, уточнены модели строения залежей пласта $Ю_2$ и Базального пласта с учетом скважины 31, не учтенной при последнем оперативном подсчете запасов, перестроены структурные карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, обоснованы подсчетные параметры, ВНК, выполнен пересчет и переоценка категорий геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа.

В результате этих работ запасы нефти в целом по месторождению по сумме категорий

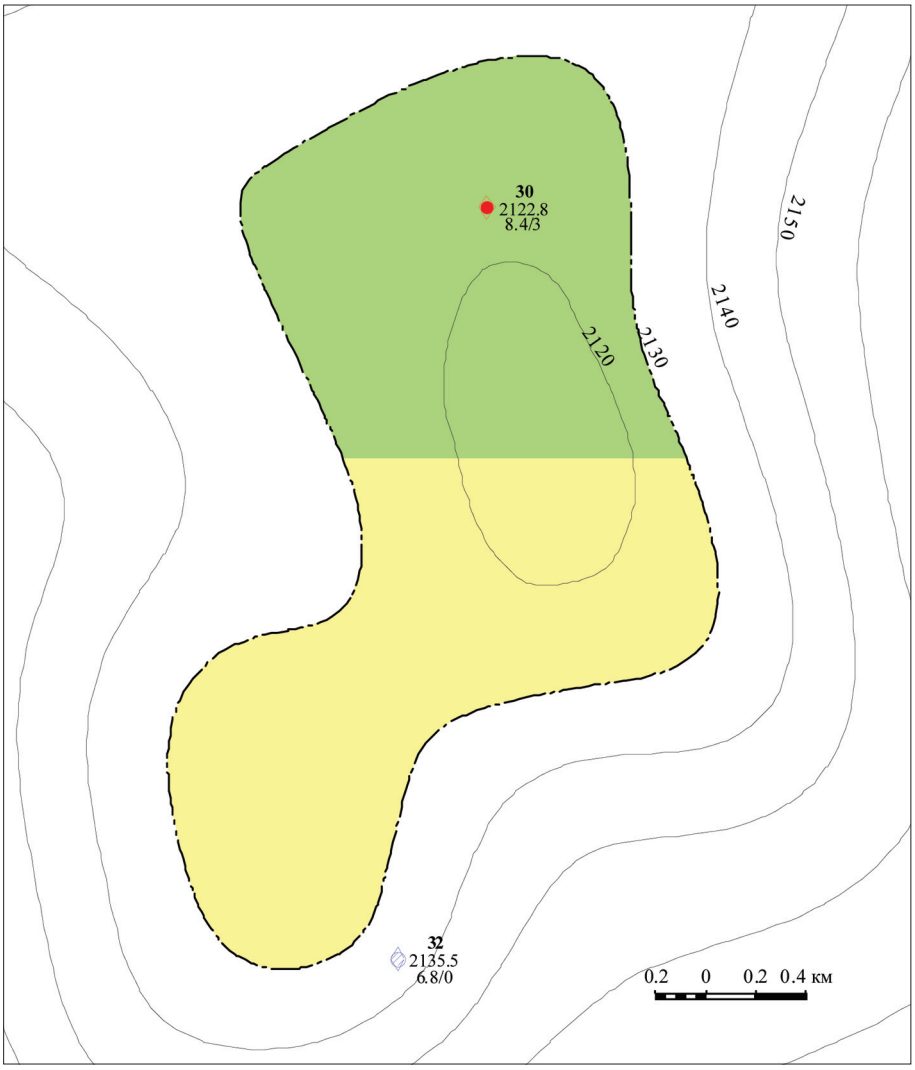


Рис. 7. План подсчета запасов нефти по залежи пласта Ю$_2$ (подсчет запасов 2010 г.)

C_1+C_2 уменьшились на 84% в ввиду существенного изменения объема нефтесодержащих пород.

Уточненный оперативный подсчет запасов по Западно-Вандмторскому месторождению может быть представлен на рассмотрение ФГУ «ГКЗ» Федерального Агентства по недропользованию Министерства природных ресурсов и экологии РФ.

ОСОБЕННОСТИ КОРРЕЛЯЦИИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ БАХИЛОВСКОГО МЕГАВАЛА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Н.В. Пенягин, Д.Н. Жестков (ЗАО «Недра-Консалт»)

Бахиловское, Северо-Хохряковское и Верхнеколикъеганское месторождения находятся в центральной части Западно-Сибирской равнины (рис.1).

Административно рассматриваемая территория относится к Нижневартовскому району Ханты-Мансийского автономного округа-Югры.

В геологическом строении месторождений принимают участие породы складчатого палеозойского фундамента и терригенные, песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского чехла.

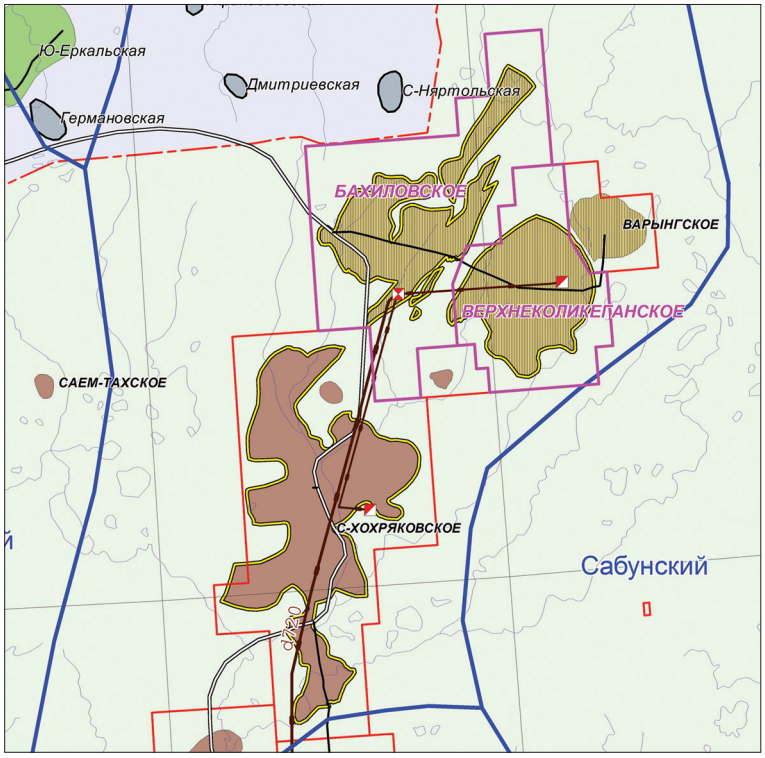


Рис. 1. Обзорная карта района

Бахиловское и Верхнеколикъеганское месторождения находятся на западном склоне Бахиловского мегавала – структуре первого порядка, Северо-Хохряковское – на одноименной седловине (рис.2).

Согласно Тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под редакцией В.И.Шпильмана и др., 1998), мегавал ограничен с запада Толькинским мегапрогибом, с востока – Ларьеганским мегапрогибом, на юге он сочленяется с Александровским мегавалом, на севере – с Харампурским валом (рис.2).

Месторождения осложнены многочисленными разломами, разбивающими залежи в верхней юре на ряд блоков. Простирание разломов, в основном, северо-восточное и северо-западное.

Корреляция продуктивных отложений верхней и частично средней юры проводилась на основе данных поисково-разведочного и эксплуатационного бурения и в соответствии с унифицированными региональными стратиграфическими схемами структурно-фациального районирования келловея и верхней юры Западной Сибири, утвержденными в 2004 году. Открытые месторождения расположены на границе нескольких литолого-стратиграфических районов (рис.3).

В Тазо-Хетском фациальном районе выделяются следующие свиты: яновстанская – аналог баженовской свиты, сиговская – аналог верхневасюганской подсвиты и точинская – аналог нижневасюганской подсвиты.

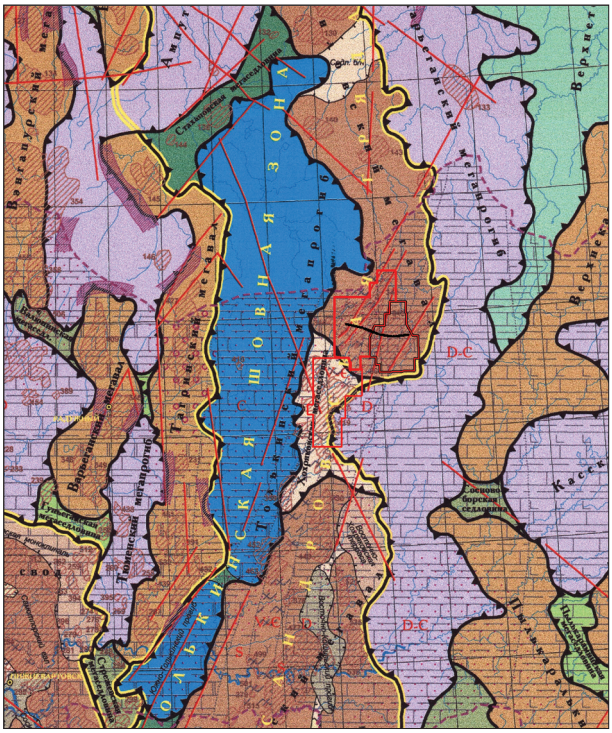


Рис.2. Сургутский свод. Фрагмент Тектонической карты Западно-Сибирской плиты (Под ред. В.И.Шпильмана, Н.И.Змановского, Л.Л.Подсосовой, 1998)

В Пурпейско-Васюганском фациальном районе выделяются баженовская, георгиевская и васюганская свиты.

В Сильгинском фациальном районе выделяются баженовская, георгиевская и наунакская свиты.

На Бахиловском и Северо-Хохряковском месторождениях васюганская свита выделяется уверенно, по характеру своего строения она разделяется на две подсвиты- нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми, среднесцементированными, с прослоями алевритистого материала, с включениями пирита и углистого детрита. Верхняя подсвита сложена чередованием серых, мелко-, среднезернистых песчаников с алевролитами светло-серыми, слюдистыми, глинистыми. Встречаются включения кальцита и углистого детрита.

Корреляция проводилась с учетом комплексного анализа методов ГИС, керна, определений фауны и сейсмических разрезов. Вопрос корреляции очень не простой, так как и на Северо-Хохряковском, и на Бахиловском месторождениях, где есть уверенные репера, существует несколько вариантов корреляции и индексации пластов. Типичный разрез верхнеюрских отложений представлен на рис.4.

Особенностью разреза Верхнеколикъеганского месторождения является исчезновение нижнего репера (нижневасюганской пачки). Надежным остается только верхний репер – георгиевская свита. Исчезновение нижнего репера можно объяснить размывом нижней васюганской толщи русловыми отложениями или фациальным переходом васюганской свиты в наунакскую.

В составе верхней юры на всех месторождениях выделяется три песчаных пласта – $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$ и $ЮВ_1^3$, которые уверенно прослеживаются в разрезах вскрывших их скважин.

По керну пласты имеют следующие характерные особенности.

Северо-Хохряковское месторождение (рис.5)

В скважине 47Р вынос керна практически по всей мощности верхневасюганской подсвиты, т.е. весь комплекс горизонта $ЮВ_1$. По керну пласт $ЮВ_1^1$ представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин толщиной 0,4–0,6 м, в пласте имеются углистые аргиллиты с линзами каменного угля (гл.2735 м), отпечатки флоры. На глубине 2750–2755 м также встречаются угли (мелкие линзы). Весь керн из пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$ нефтенасыщен.

Ниже в пласте $ЮВ_1^3$ отсутствует запах нефти. Угли являются реперами для кровельной части пластов $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$.

Угли отражают континентальные условия седиментации, они позволяют разделить верхневасюганскую подсвиту на три цикла, но граница между пластами $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2$ уверенно провести невозможно, так как угли «скользят» по разрезу, часто отсутствуют (скв. 43Р, 85Р, 99Р). По спорово-пыльцевым комплексам возраст пород в скважине 85Р пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$ определен как келловей-оксфордский, т.е. более древний, чем характерный для верхневасюганской подсвиты (рис.5).

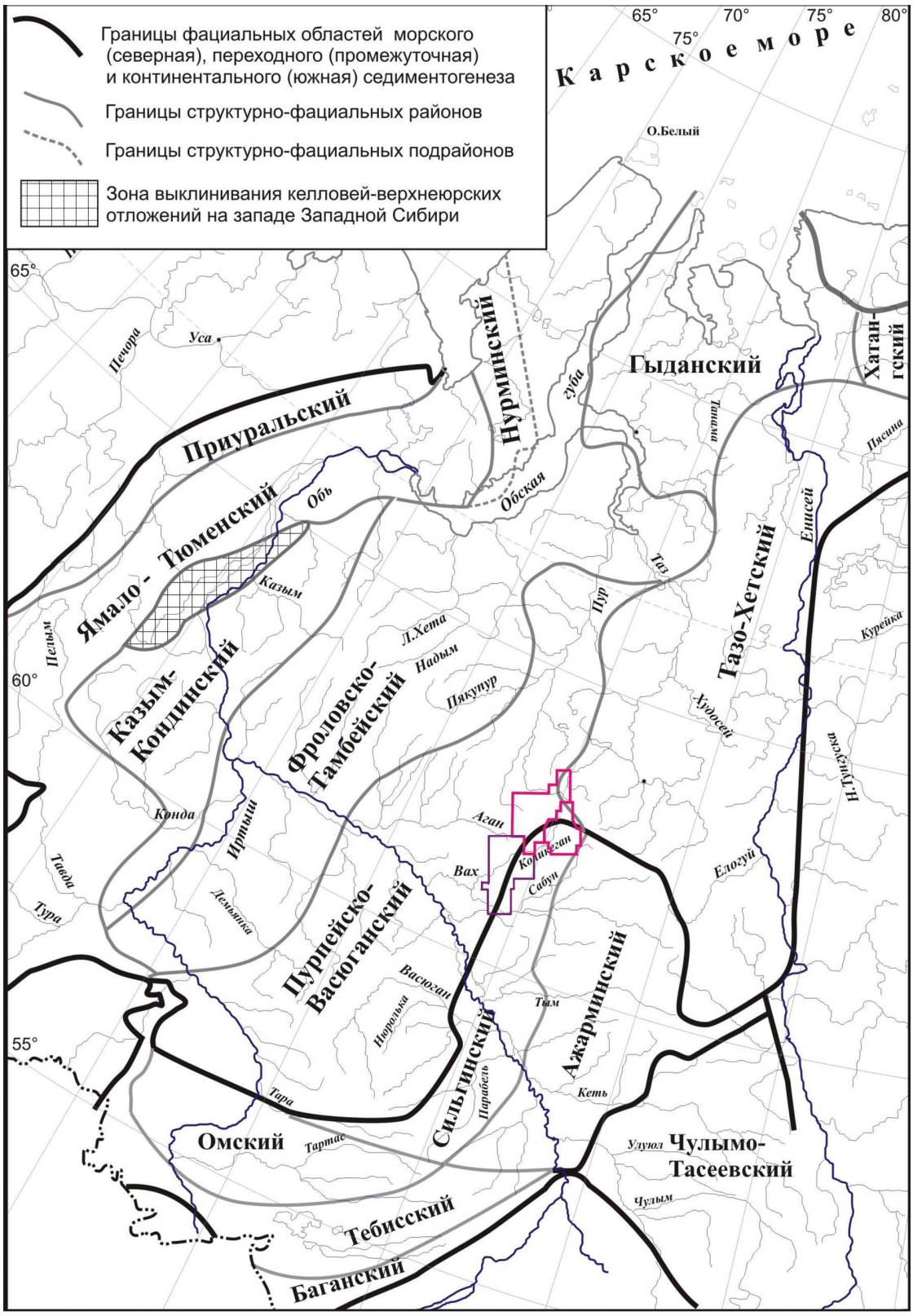


Рис.3. Схема структурно-фациального районирования келловея и верхней юры Западной Сибири

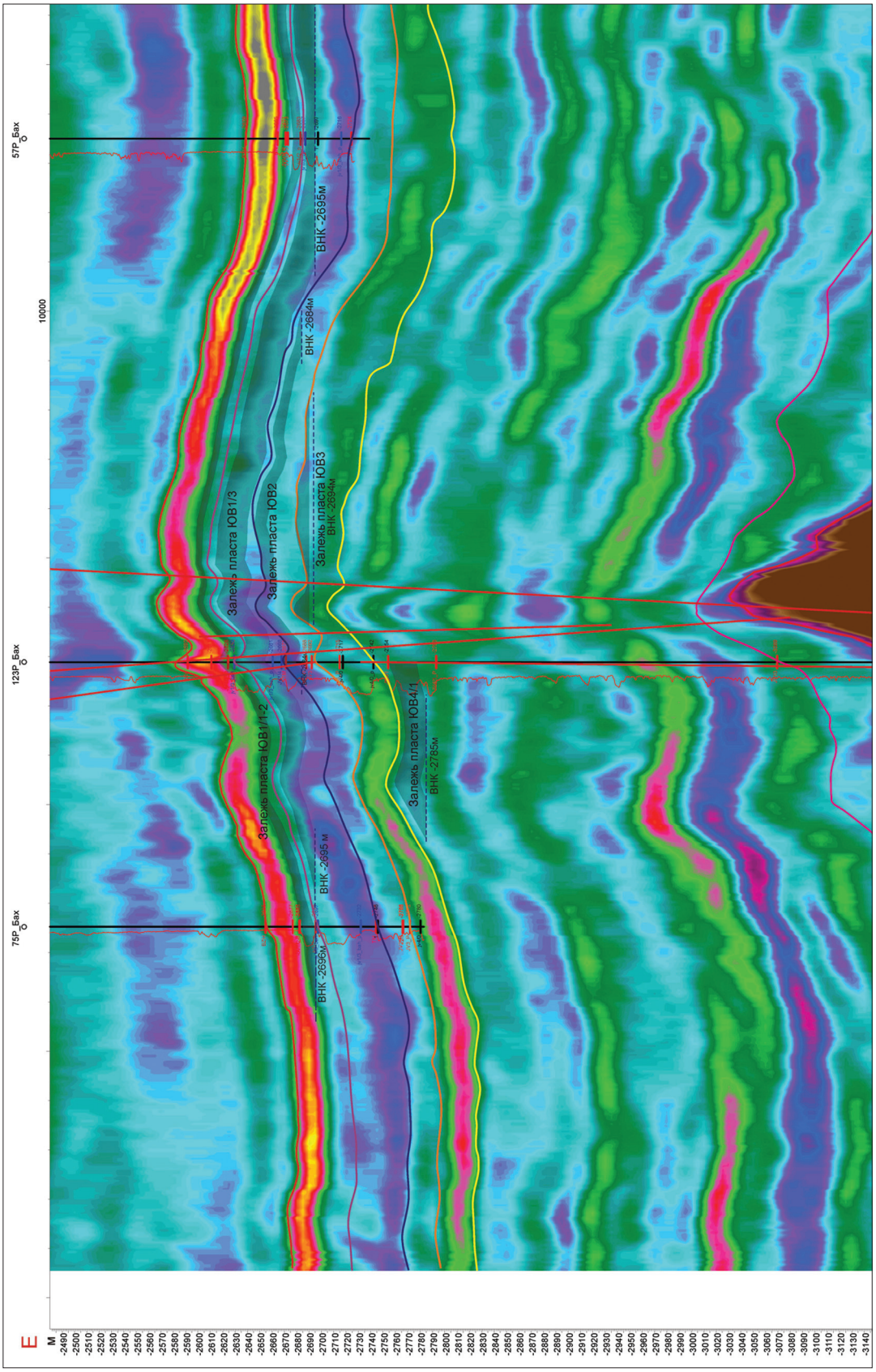


Рис. 4. Фрагмент геолого-геофизического разреза юрских отложений Бахиловского месторождения (Филиал ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ»)

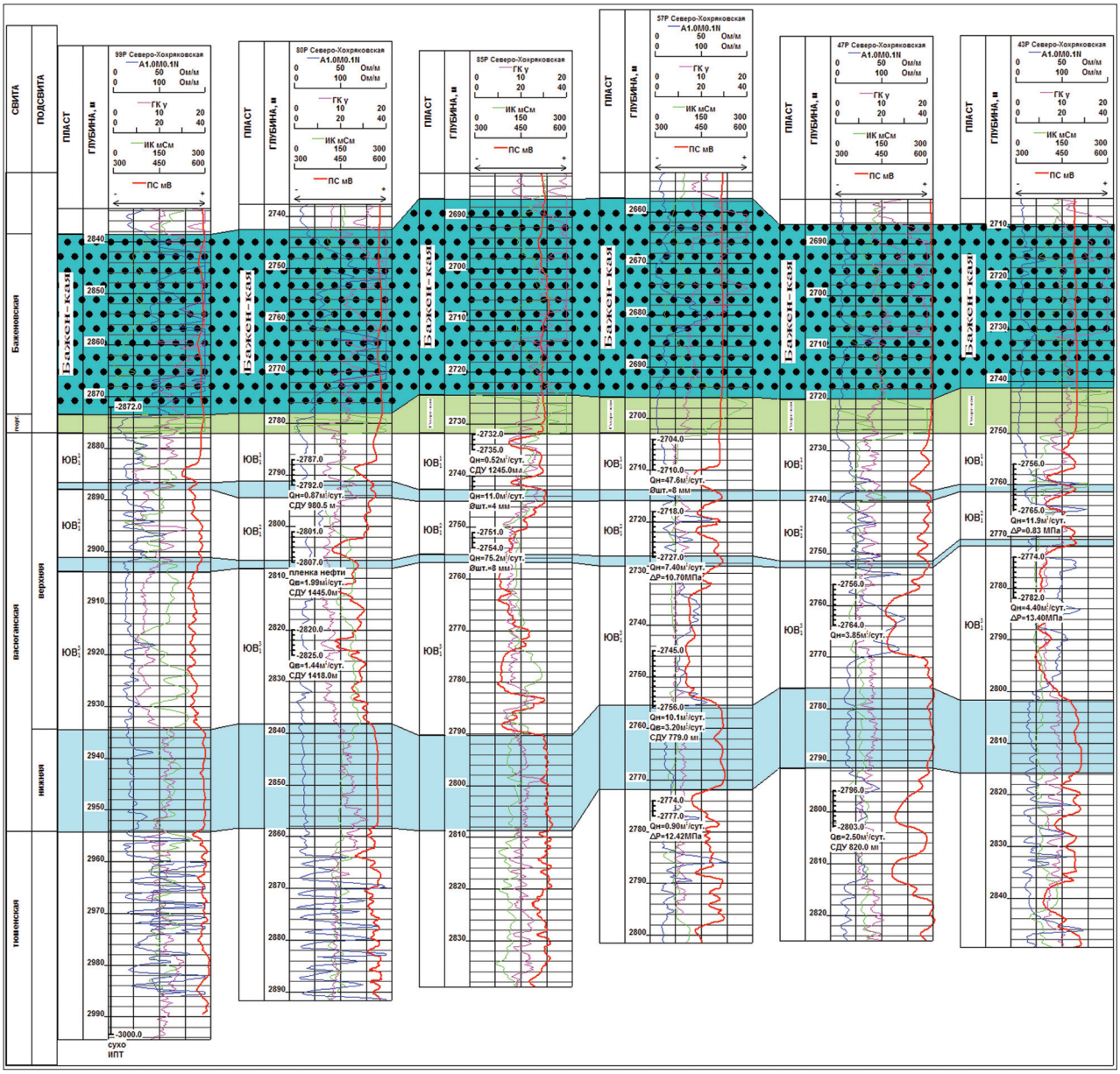


Рис.5. Схема корреляции верхнеюрских отложений Северо-Хохряковского месторождения

Верхнеколикъеганское месторождение (рис.7)

В скв.56Р пласты $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2$ представлены переслаиванием алевролитов и песчаников. В подошве пласта $ЮВ_1^2$ встречено 2 м аргиллита черного с обилием обуглившейся органики; в интервале глубин 2490–2503 м отмечается сильный запах УВ. В скв. 221Р на глубине 2500 м аргиллит черный углистый.

Бахиловское месторождение (рис.6)

В скв.75Р в керне пласта $ЮВ_1^1$ наблюдается большое количество пирита, что свидетельствует о морской седиментации, также обнаружены следы фауны. Для скв.84Р характерны включения пирита.

В скв.82Р пласт $ЮВ_1^1$ представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин,

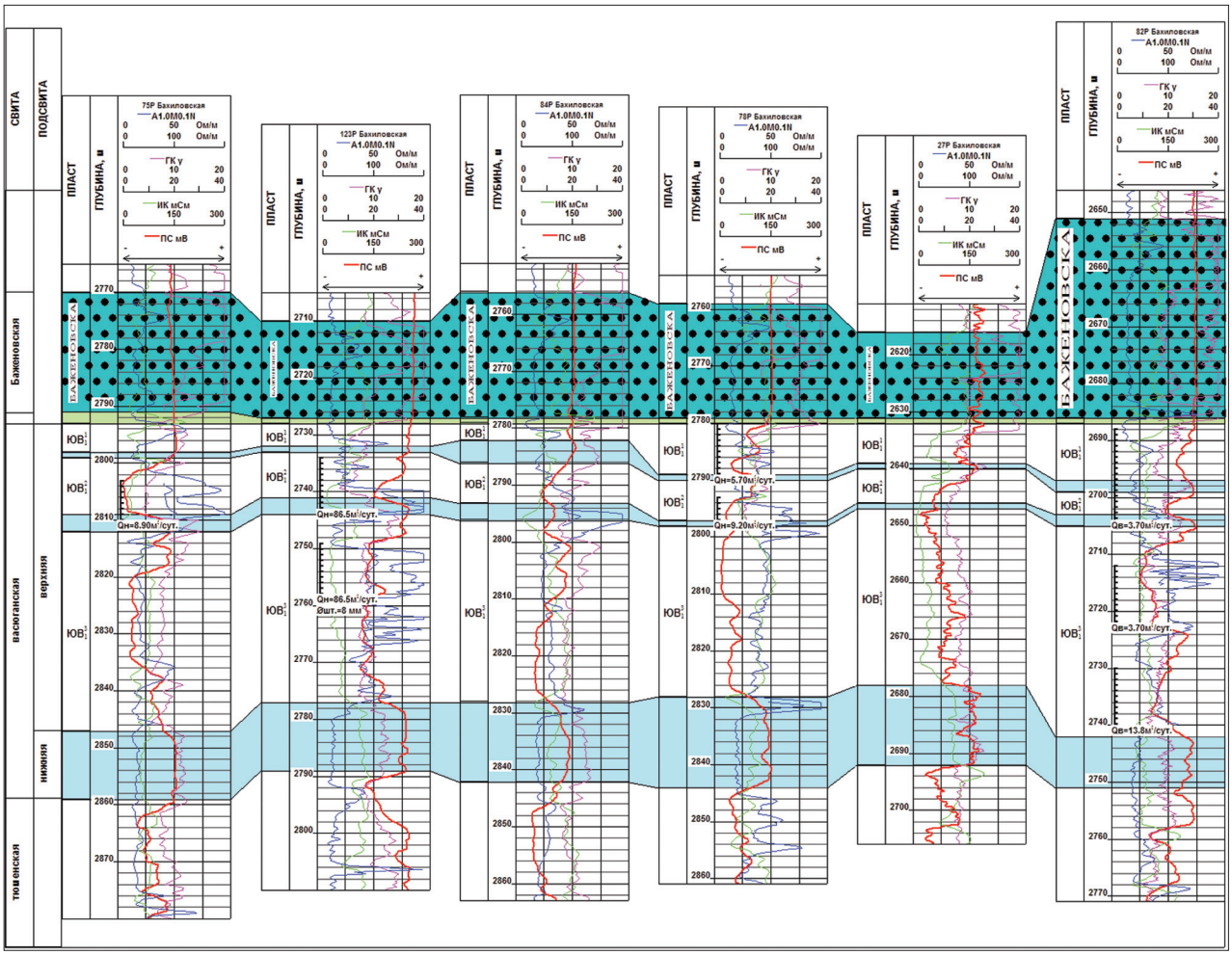


Рис.6. Схема корреляции верхнеюрских отложений Бахиловского месторождения

много пирита; в керне отмечается повсеместный запах нефти от глубины 2685 –2738 м.

В керне встречаются многочисленные зеркала скольжения, подтверждающие высокую плотность дизъюнктивных нарушений в разрезе горизонта $Ю_1$.

Исследуемая толща – горизонт $Ю_1$ располагается между двумя реперами – георгиевской и тюменской свитами.

Васюганская свита прослеживается на двух месторождениях – Бахиловском и Северо-Хохряковском, незначительно сокращается с запада на восток. На Верхнеколикъеганском месторождении она резко меняется, наблюдается переход васюганской свиты в наунакскую.

Васюганская свита представлена прибрежно-морскими и мелководными осадками келловейского и оксфордского возраста, что подтверждается наличием макро- и микрофауны. По литологическому составу свита подразделяется на две части: нижнюю – глинистую (аргиллитоподобные темно-серые глины, плотные, алевритистые, тонкослоистые, с прослоями углистого вещества и линзами алевролитов и песчаников) и верхнюю – преимущественно песчаную (песчаники от светло-серых до бурых, мелко-среднезернистые, с прослоями алевролитов и аргиллитов). Характерные для васюганской свиты фации – бары, дельты.

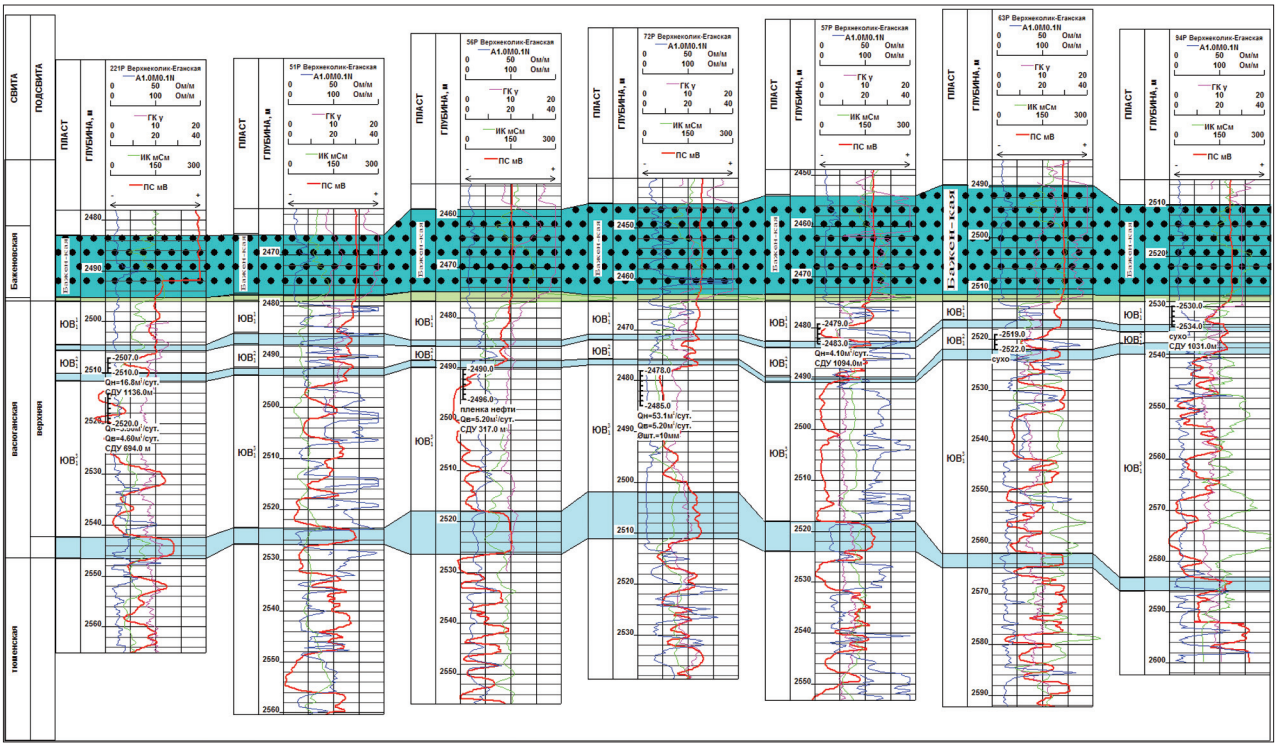


Рис. 7. Схема корреляции верхнеюрских отложений Верхнеколикъеганского месторождения

Отложения наунакской свиты сформировались в прибрежно-морских и временами в континентальных условиях, представлены песчано-глинистой толщей, песчанистость увеличивается вверх по разрезу. Свита рассматривается как единый объект, на подсвиты не разделяется, но в керне условно подразделяется на несколько частей. Нижняя часть характеризуется наличием песчаных пластов с равноценными по толщине прослоями аргиллитов и аргиллитоподобных глин, темно-серых с буроватым оттенком, тонкоотмученных, однородных, монолитных, реже слоистых за счет алевритового материала, растительного детрита и угольных прослоев. Средняя часть – преимущественно песчаная. Песчаники светло-серые и серые, иногда с буроватым оттенком, мелко- и среднезернистые, на глинисто-известковистом и известковисто-кремнистом цементе, слюдистые, иногда слоистые за счет присутствия растительного детрита, алевролитов и песчаников разной плотности. Верхняя часть наунакской свиты представляет собой переслаивание песчаников и маломощных прослоев аргиллитоподобных глин, содержащих растительные остатки. Наиболее характерны для наунакской свиты пойменные и русловые фации.

Проведенная корреляция по трем площадям позволяет сделать следующие выводы:

1. Верхний репер, георгиевская свита, выдержана по литологическому строению и записи ГИС, но её толщина меняется в 2–2,5 раза от 1 до 9 м (подошва свиты принята за нулевую линию).

2. Баженовская свита делится на две части – верхнюю с высокими показаниями радиоактивности и нижнюю – с более низкими показателями. Толщина свиты меняется от 15 до 45 м.

3. Несмотря на то, что покрышка над пластом $Ю_2$ уменьшается до 3-х метров (на Верхнеколикъеганском месторождении), это не помешало сформироваться самостоятельным залежам.

4. Границы между пластами внутри горизонта $Ю_1$ на некоторых участках практически

исчезают. Поэтому горизонт $Ю_1$ находится в разработке как единый объект.

5. Анализ толщин васюганской свиты и её аналога наунакской свиты показал, что во время осадконакопления самой высокой была структура Верхнеколикъеганского месторождения, затем Бахиловского и самым низким было поднятие Северо-Хохряковского месторождения. Перепад высот составлял около 20 м. В современном плане перепад высот увеличился до 200 м, что связано с активными новейшими P_3-N тектоническими движениями и, вероятно, повлияло на формирование или переформирование залежей УВ.

6. Пласт $ЮВ_1^1$ представлен двумя прослоями мощностью 1–2 м. Пласт осложнен обширными зонами глинизации. На Бахиловском и Верхнеколикъеганском месторождениях площадь таких зон достигает 50%, на Северо-Хохряковском – 10%. Мощность пласта изменяется от 4 до 17 м – на Северо-Хохряковском месторождении, от 2,2 до 10 м – на Верхнеколикъеганском месторождении и от 1,5 до 12 м – на Бахиловском. Эффективные толщины изменяются от 0 в зонах глинизации до 13,4 м на Северо-Хохряковском месторождении, до 4,1 м на Верхнеколикъеганском месторождении и 4,4 м на Бахиловском.

7. Пласт $ЮВ_1^2$ представлен чередованием песчаников и алевролитов, мощность изменяется от 2 до 21 м на Северо-Хохряковском месторождении, от 2 до 10 м на Верхнеколикъеганском и от 1,9 до 17 м на Бахиловском месторождении. Зоны глинизации составляют на территории залежей от 5% на Северо-Хохряковском до 30% на Верхнеколикъеганском месторождении. Эффективные толщины изменяются от 0 в зонах глинизации до 12,2 м на Северо-Хохряковском, до 2,8 м на Верхнеколикъеганском и до 8,4 м на Бахиловском месторождениях.

8. Пласт $ЮВ_1^3$ часто представлен монолитными песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами. Мощность пласта изменяется от 16 до 33 м на Северо-Хохряковском, от 20 до 50 м на Верхнеколикъеганском, от 11 до 44 м на Бахиловском месторождениях.

Эффективные толщины изменяются от 0 в зонах глинизации до 23 м на Северо-Хохряковском, от 11 до 36 м на Верхнеколикъеганском и от 6 до 32,4 м на Бахиловском месторождениях.

9. Нет единого представления о корреляции пластов горизонта $Ю_1$ с неустойчивой обстановкой седиментации, поэтому очень важен авторский взгляд.

ЛИТЕРАТУРА

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири.– Новосибирск.– 2003.

2. Отчет по договору № ВНГ-18-318/06. Результаты интерпретации сейсморазведочных работ 3D на Южно-Бахиловской, Северо-Бахиловской и Сусликовской площадях. – Филиал ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ». – 2007.

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО РАСЧЛЕНЕНИЮ РАЗРЕЗА, ВСКРЫТОГО СКВАЖИНОЙ ЛЕКОССКОЙ 27

Н.К.Могучева, Л.Г.Перегоедов, А.Н.Алейников, А.Н. Куцман, В.Е.Сивчиков (ФГУП «СНИИГГиМС»), А.В.Тимохин (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН)

Лекосская параметрическая скважина 27 пробурена ООО «Аган-Бурение» в Вахском районе на северо-востоке Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в пределах Предъенисейской нефтегазовой области (рис. 1). Забой скважины на глубине 4020,0 м, кровля верхнего палеозоя условно проводится на глубине 3111 м. Скважина, вскрыла меловые, юрские, триасовые, пермские и ордовикские отложения.

При изучении керна Лекосской скважины 27 сотрудниками ФГУП «СНИИГГиМС» были отобраны многочисленные образцы с палеонтологическими остатками. Они позволили обосновать возраст вмещающих отложений и уточнить расчленение разреза, вскрытого скважиной, наметить границу палеозоя и мезозоя. В мезозойских отложениях обнаружены единичные аммониты, двустворчатые моллюски, брахиоподы, гастроподы, остатки растений, конхостраки, в палеозойских отложениях – растительные остатки, трилобиты, брахиоподы, двустворчатые моллюски.

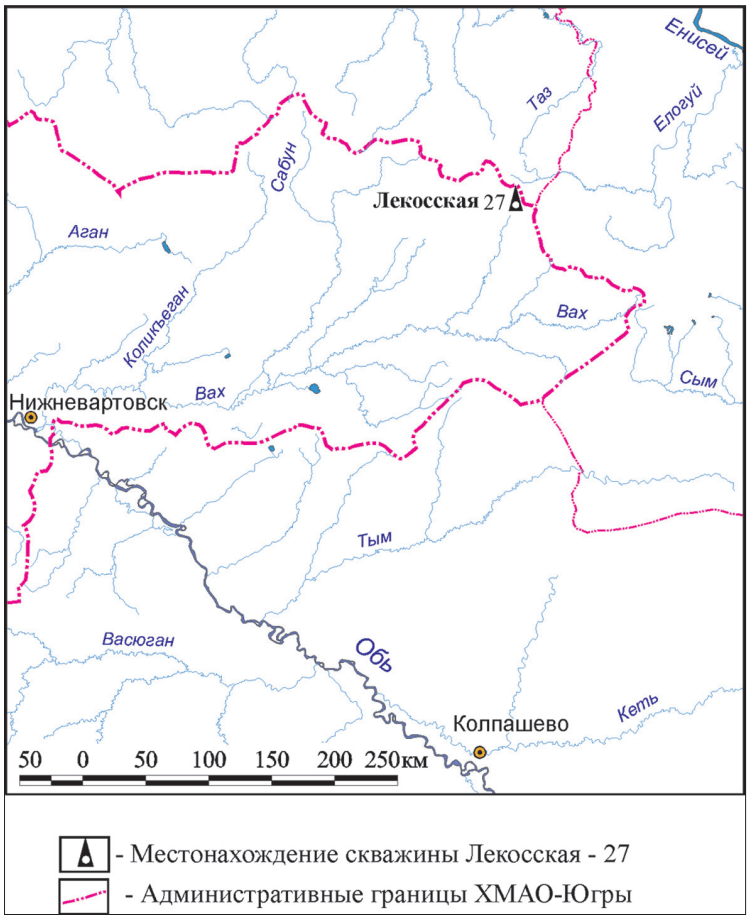


Рис. 1. Обзорная схема

Мезозойские отложения (707-3111 м)

Ипатовская свита (поздний турон-сантон)

Единичные находки остатков двустворчатых моллюсков плохой сохранности найдены в интервале 707–710 м, в пачке алевролитов крупнозернистых светло-серых с линзовидными включениями серых оскольчатых аргиллитов. Сохранность экземпляров не позволяет установить даже родовую принадлежность.

Елогуйская свита (берриас-низы валанжина)

Многочисленные остатки морских двустворчатых моллюсков собраны в интервалах. 1820–1825 и 1825–1830 м в пачке светло-серых с

зеленоватым оттенком алевролитов, местами линзовидно переслаивающихся с серыми аргиллитами. Наряду с двустворчатыми моллюсками встречены брахиоподы, редкие известковистые трубки червей (серпулиды) и единичные сильно деформированные фрагменты ядер аммонитов.

На основании находок двустворчатых моллюсков, принадлежащих роду *Buchia*, можно предполагать здесь присутствие трех д-зон: слои с *B. unschensis* (верхняя часть верхневолжского подъяруса и низы берриаса), слои с *B. okensis* (средняя часть берриаса) и слои с *B. volgensis* (верхняя часть берриаса) (рис. 2).

Слои с Buchia unschensis имеют наиболее широкое распространение и установлены в интервалах 1820-1825 и 1825-1830 м, глубина отбора 1822,7-1828,35м. Возраст слоев датирован верхней частью верхневолжского подъяруса – низами берриаса.

Наряду с бухиидами встречен единичный фрагмент аммонита берриасского облика, а также многочисленные *Entolium* cf. *nummulare* (Fischer), *E. demissum* (Phill.), *Liostrea (Praeexogyra) anabarensis Bodyl.*, *Tancredia* sp. ind., *Astarte* sp. ind.

Слои с Buchia okensis установлены в интервале 1820-1825 м, глубина отбора 1821,85-1824,75 м. Возраст слоев датирован как средняя часть берриаса.

Наряду с находкой вида-индекса в этом интервале встречены формы, имеющие широкий стратиграфический диапазон в пределах верхней юры – нижнего мела: *Dacryomya chetaensis* Sanin, *Limatula* sp. ind., *Astarte* sp. ind., *Entolium* cf. *demissum* (Phill.), *Pleuromya* sp. ind., *Arctica* sp. ind., а также *Panopes* ex gr. *borealis* Eichw. (волжский ярус-валанжин). Найдены также брахиоподы – *Lingula* sp. ind. и черви – *Serpula* sp. ind.

Слои с Buchia volgensis установлены по находке вида-индекса в интервале 1820-1825 м, глубина отбора 1822,4-1823,4 м (рис.2).

Стратиграфический диапазон заключен в объеме практически всего берриаса (от зоны Hectoroceras kochi до зоны Bojarkia mesezhnikowi).

В отличие от вышеописанного, в интервале 1950-2010 м (глубина отбора 1951,65-1957,8 м), а также в пачке светло-серых с зеленоватым оттенком алевролитов встречены лишь многочисленные остатки *Musculus* cf. *uralensis* (Orb.), известные из берриасского яруса, и редкие *Astarte* sp. ind.

Марьяновская свита (поздний оксфорд-волга)

В пачке темно-серых и черных мелкооскольчатых алевритистых аргиллитов с многочисленными мелкими округлыми карбонатными конкрециями, вскрытых в интервале 2070-2079 м, встречены многочисленные двустворки, гастроподы, белемниты, скафоподы, криноидеи и единичные остатки аммонитов Amoeboceras sp. ind., являющихся обитателями морского бассейна.

На основании находок макрофоссилий можно предполагать здесь присутствие а-зоны (слои с *Amoeboceras* spp.) и д-зоны (*Buchia concentrica*, *Praebuchia kirgisensis*). Возраст слоев датируется поздним оксфордом.

Слои с Amoeboceras spp. установлены в интервале 2070-2079 м, глубина отбора 2074 м, по появлению аммонитов, сходных с видом Amoeboceras glosense (Bigot and Brasil), который является видом-индексом нижней зоны верхнего оксфорда бореальной провинции (Sykes et Callomon, 1979). Возраст слоев датирован верхним подъярусом оксфордского яруса.

Слои с Buchia concentrica, Praebuchia kirgisensis установлены в интервале 2070-2079, глубина отбора 2071,5 м по появлению *Praebuchia* cf. *kirgisensis* (D. Sokolov). Возраст слоев датирован оксфордским ярусом.

Наряду с находкой вида-индекса в этом интервале отмечен комплекс двустворчатых моллюсков с более широким стратиграфическим диапазоном. Это многочисленные раковины *Meleagrinella* cf. *subovalis* Zach., вида, характерного для верхнего оксфорда-кимериджа, *Entolium* cf. *nummulare* (Fischer), *Tracia* ex gr. *scythica* Eichw. (верхний келловей-оксфорд), *Camptonectes (C.) lens* Sowerby, *Oxytoma* sp., *Astarte (Astarte) lyapinensis* Zach., *Astarte* sp. ind., *Limatula* sp. ind., *Bivalvia* gen. et sp. ind., *Dacryomya* sp. ind.

Помимо этих находок, в этом интервале найдены также белемниты, гастроподы

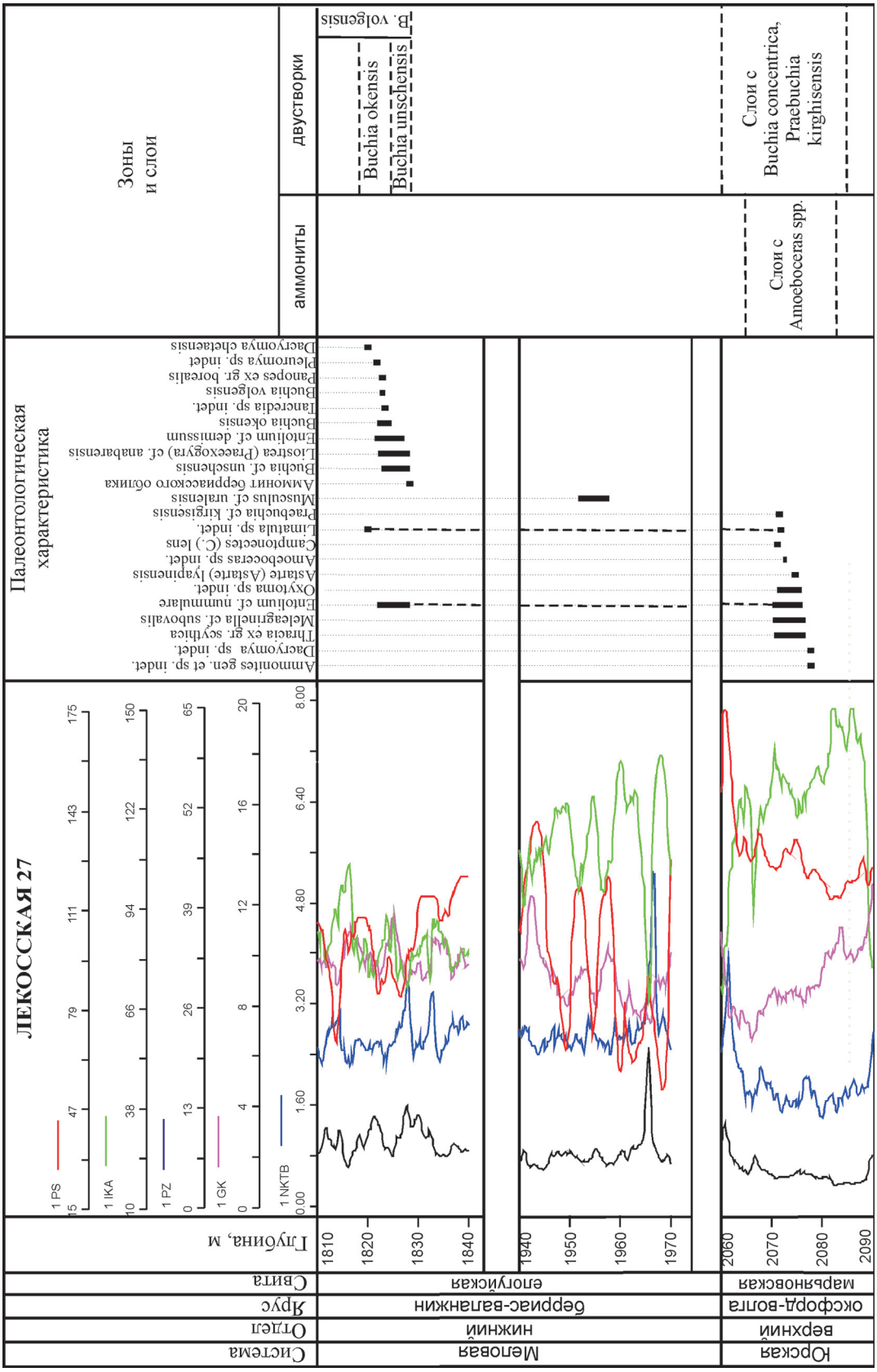


Рис. 2. Распространение аммонитов и двустворчатых моллюсков в марьяновской и елогуйской свитах, вскрытых скважиной Лекосская 27

Sulcoactaeon perovskianus (Orb.), скафоподы *Dentalium* sp. ind., криноидеи.

Кроме фауны в мезозойских континентальных отложениях, вскрытых Лекосской скв. 27, собраны отпечатки растений, изученные Н.К. Могучевой.

Редкие остатки растений, свидетельствующие о раннемеловом возрасте отложений, найдены в светло-серых песчаниках в инт. 1125,9-1130,9 м – *Onychiopsis tenuissima* Pryn., *Onychiopsis elongate* (Geyl.)Yok., *Cladophlebis williamsonii* (Brongn.) Brongn., а в инт. 1820-1829 м – *Onychiopsis* sp., *Cladophlebis* sp. Ниже, в инт. 2140-2444 м, по всему разрезу встречаются многочисленные остатки растений в основном в виде крупного и мелкого детрита, корней, неопределимых остатков мхов, плаунов, хвощей и других растений, по-видимому, претерпевших до захоронения длительный перенос с удаленных мест произрастания. Значительно реже встречаются определимые остатки растений, принадлежащие чаще всего *Czekanowskia rigida* Heer, *Phoenicopsis angustifolia* Heer, а также единичные *Sphenobaiera* sp., *Pseudotorellia* sp., *Leptostrobus* sp., *Samaropsis rotundata* Heer, *Carpolithes cinctus* Nath. Все они имеют широкий стратиграфический диапазон и не дают представления о точном возрасте отложений. Эти растения, видимо, образовывали редколесье на некотором удалении от бассейна седиментации или на крутом прибрежном склоне. Кроме того, в инт. 2210-2215,5 м найдены отпечатки папоротника *Coniopteris vsevolodii* E. Leb., обычно встречающегося в верхах средней и в низах верхней юры.

Многочисленные отпечатки юрских растений собраны в инт. 2444-2450 м в восьми сближенных слойках серых аргиллитов и алевролитов на глубине 4,05-5,95 м от начала керна. Общий список этого флористического комплекса включает: *Thallites* sp., *Coniopteris murrayana* (Brongn.) Brongn., *C. burejensis* (Zal.) Sew., *C. hymenophylloides* (Brongn.) Sew., *C. vsevolodii* E.Leb., *C. levi Bistr.*, *Cladophlebis* aff. *neuburgiana* Lechn. et Tesl., *Cl.* aff. *kryshtofovichii* Mark., *Sphenopteris* sp., *Ginkgo lepida* Heer, *G. sibirica* Heer, *Sphenobaiera* sp., *Baiera* cf. *concinna* (Heer) Kaw., *Leptotoma* sp., *Czekanowskia rigida* Heer, *Phoenicopsis angustifolia* Heer, *Podozamites lanceolatus* (L. et H.) Schimp., *Pityophyllum nordenskioldii* (Heer) Nath., *Elatocladus* sp., *Samaropsis rotundata* Heer, *Carpolithes* sp. Такой состав комплекса может свидетельствовать о принадлежности отложений низам средней юры, вероятно, лайдинскому горизонту или верхней части надояхского горизонта нижней юры.

Ниже, в интервале 2485-3111 м, вскрыты вулканогенные образования красноселькупской серии. Под базальтами (инт. 2485-2700 м) в прослоях аргиллитов в инт. 2710-3030 м найдены отпечатки триасовых растений, сходных с растениями корвунчанской флоры. Эта флора характеризует вулканогенные образования Тунгусского, Кузнецкого бассейнов, а также Западной Сибири (красноселькупская серия), ее возраст определяется как ранний триас – начало среднего (условно анизий). Вместе с растениями корвунчанского типа здесь присутствуют и более молодые формы. Так, в инт. 2710-2716 м в четырех прослойках аргиллитов обнаружены *Neocalamites* sp., *Equisetites* ex gr.*conicus* Sternb., *Equisetites* sp., *Paracalamites* sp., *Todites* sp., *Cladophlebis* aff. *grandifolia* Mogutch., *Katasiopteris polymorpha* Mogutch., *Tersiella* sp., *Peltaspermum* sp., *Pterophyllum* aff. *tietzei* Schenk, *Pseudoctenis* sp. Здесь же встречены остракоды, конхостраки, двустворки. В этом флористическом комплексе наряду с корвунчанскими видами растений присутствуют *Equisetites* ex gr.*conicus*, *Pterophyllum* и *Pseudoctenis*, не известные в корвунчанской флоре, но встречающиеся в более молодых отложениях, в частности в тампейской серии. К ним относится и *Neocalamites* ex gr. *carrerei* (Zeil.) Halle, найденный в инт. 2716-2720 м. А ниже, в инт. 2845-2851 м собраны отпечатки растений корвунчанского типа — *Neocalamites* cf. *primoris* Vlad., *Neocalamites* sp., и в инт. 3022,5 -3030 м — *Glossophyllum* sp., *Tersiella* sp., *Carpolithes* sp.

Сначала складывалось впечатление, что пачку аргиллитов в инт. 2710-2720 м можно отнести к верхнему триасу, а в инт. 2845-3030 м – к анизию- нижнему триасу. Но на самом деле получилось, что в инт. 2710-2720 м совместно найдены растения, характерные как для ладинско-позднетриасовой флоры, так и для

раннетриасово-анизийской флоры. Возможно, это пограничные анизийско-ладинские отложения, в которых либо уже появились более молодые формы, либо продолжают сохраняться реликты предшествующей флоры. То, что в этом интервале наряду с типично корвунчанскими формами растений присутствуют цикадофиты и хвощи, обычно встречающиеся в более молодых отложениях, может предположительно свидетельствовать о возможно раннеладинском возрасте аргиллитов в интервале 2710-2720 м. Такое предположение тем более вероятно, что именно в нижнеладинских отложениях бореальных районов Средней Сибири наблюдается повышенное содержание цикадофитов, не свойственных сибирской флоре.

Собранные в инт. 2710-2716 м конхостраки были изучены С.А. Чунихиным, который считает возможным отнести этот интервал к индскому ярусу нижнего триаса [1]. Такой вывод обоснован практически по двум видам конхострак, один из которых новый и его стратиграфическое значение пока неясно. Второй вид установлен в нижнем триасе Якутии. Поэтому для заключения именно об индском возрасте отложений, на наш взгляд, нет достаточных оснований, можно говорить лишь о нижнем триасе.

В интервале 2845-3030 м, в туфоалевролитах найдены остатки типично корвунчанских растений (см. выше). Это позволяет считать вмещающие отложения анизийско-нижнетриасовыми. Учитывая состав растительных остатков из инт. 2710-2716 м, можно высказать предположение о том, что в лекосском разрезе красноселькупской серии верхняя возрастная граница может быть поднята до низов нижнего ладина среднего триаса.

Палеозойские отложения (инт. 3111-4020 м)

Под триасовыми отложениями в интервале глубин 3200,0 – 3459,0 м вскрыты пермские породы (рис. 3, условные обозначения см. на рис. 4). Видимая мощность отложений 259,0 м. Нижняя часть разреза представлена русловыми конгломератами с прослоями углистых аргиллитов, переходящих на глубине 3321,0 м в пачку незакономерного переслаивания известковистых алевролитов и песчаников с единичными прослоями конгломератов. Нижняя граница второй пачки приурочена к зоне дезинтегрированных пород и вероятному внутриформационному перерыву. Такой вывод устанавливается на основании распределения по разрезу единого одновозрастного комплекса ископаемых растений и литологически сходными особенностями пород в зоне ниже и выше предполагаемого перерыва. Пермский разрез охарактеризован керном с глубины 3200,0 м. По каротажным диаграммам условно принимается до глубины 3111,0 м.

Возраст толщи обоснован В.Е. Сивчиковым по результатам изучения ископаемых растений из прослоев уг листых аргиллитов и алевролитов. Отпечатки растений принадлежат в основном листьям кордаитов, что указывает на пермский возраст вмещающих отложений. Находки фрагментов ископаемых растений приурочены к следующим интервалам: 3200-3207,2 м — *Paracalamites* sp., *Rufloria* ex gr. *meyenii* Gluch., *Rufloria* sp., *Cordaites* sp.; 3216-3252 м – *Phyllotheca* sp., *Paracalamites* sp., *Prynadaeopteris* cf. *irregularis* Radcz., *Pecopteris* sp., *Rufloria* ex gr. *meyenii* Gluch., *R.* ex gr. *derzavinii* (Neub.) S.Meyen, *Cordaites* ex gr. *latifolius* (Neub.) S.Meyen, *C.* sp. typ. *singularis* (Neub.) S.Meyen, *Cordaites* sp.; 3427,2-3445,6 м – *Phyllotheca* sp., *Paracalamites* sp., *Rufloria*. ex gr. *derzavinii* (Neub.) S.Meyen, *R.* sp. typ. *verrucosa* Gluch., *Cordaites* sp. typ. *singularis* (Neub.) S.Meyen, *Cordaites* sp.

В целом, все изученные растительные остатки можно рассматривать как единый флористический комплекс, состоящий из следующих значимых форм: *Phyllotheca* sp., *Paracalamites* sp., *Prynadaeopteris* cf. *irregularis* Radcz., *Rufloria*. ex gr. *derzavinii* (Neub.) S.Meyen, *Rufloria* ex gr. *meyenii* Gluch., *R.* sp. typ. *verrucosa* Gluch., *Cordaites* ex gr. *latifolius* (Neub.) S.Meyen, *C.* sp. typ. *singularis* (Neub.) S.Meyen, *Cordaites* sp. Состав комплекса позволяет уверенно сопоставлять изученный интервал разреза со средней частью верхнебалахонской серии Кузбасса (ишановская – кемеровская свиты), относящейся к нижней перми. Учи-

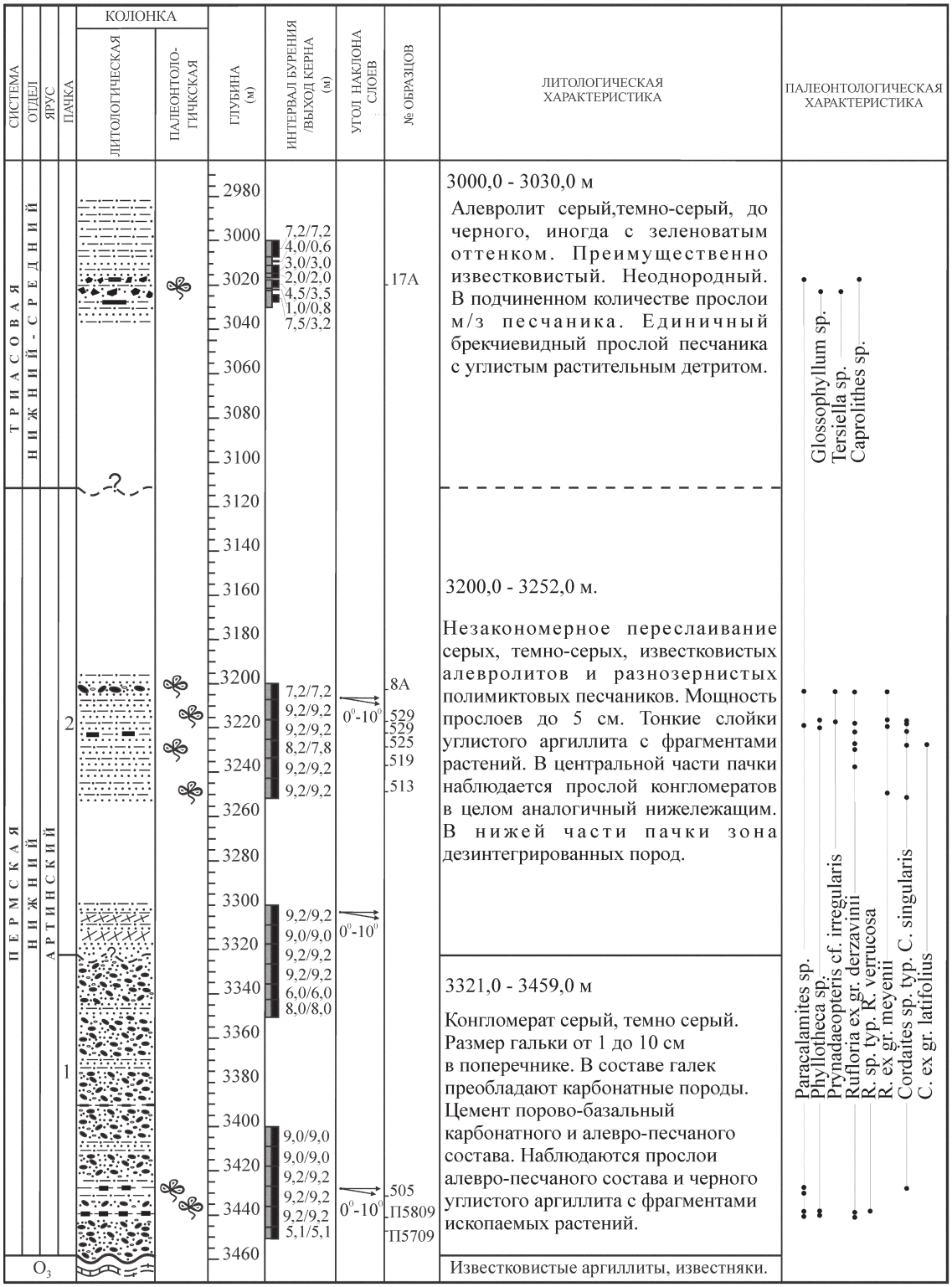


Рис. 3. Разрез нижнепермских отложений, вскрытых скважиной Лекосская - 27. Условные обозначения см. рис. 4

Рис.4. Условные обозначения к рис.3

тывая условность корреляции горизонтов Кузнецкого бассейна с ярусной шкалой Приуралья и Общей стратиграфической шкалой [4], можно высказать предположение, что данная часть разреза сопоставима с артинским ярусом нижней перми.

Пермские отложения с перерывом перекрывают породы верхнего ордовика. Образования ордовика мощностью 529,7 м вскрыты в интервале глубин 3459,0 – 4010,0 м и представлены незакономерным переслаиванием карбонатных и глинисто-карбонатных пород с невыдержанными и относительно пологими углами залегания слоев. Текстурно-структурные особенности пород позволили расчленить разрез на 4 пачки (рис. 5). По всему разрезу встречены фрагменты скелетов трилобитов (см.рис. 2). А.В. Тимохиным определены следующие формы: *Isotelus maximus sibiricus* Z. Max., *Ceraurunus icarus* (Billings), *Asaphidae*.

Isotelus maximus sibiricus Z. Max – вид широко распространен в верхнем ордовике, карадокский – ашгиллский ярусы (Подразделения Общей стратиграфической шкалы указываются согласно постановлению МСК России, выпуск №38) [4]. На Сибирской платформе этот вид характерен для чертовского, баксанского и долборского горизонтов. За пределами платформы неизвестен. Здесь и далее региональные подразделения приводятся в соответствии с А.В. Каныгиным и др.[2].

Ceraurunus icarus (Billings) – вид широко распространен в верхнем ордовике, карадокский – ашгиллский ярусы. На Сибирской платформе характерен для чертовского, баксанского и долборского горизонтов. За пределами Сибирской платформы известен в верхнем ордовике Таймыра (поворотнинская свита), северо-достока России и Полярного Урала. Представители вида также широко распространены в Северной Америке, Гренландии, Исландии, Казахстане в отложениях, сопоставляемых с карадокским – ашгиллским ярусами верхнего ордовика Британской шкалы.

Возрастной диапазон распространения семейства *Asaphidae* ограничивается ордовикской системой. Представители данного семейства широко распространены по всему миру.

Одиночная спинная створка брахиоподы *Drabovia* sp. найдена в интервале глубин 3533.9-3543,0 м. Типовой вид *Drabovia redux* (Barande) происходит из карадокского яруса Чехословакии. Представители рода распространены в Европе, Северной Африке в интервале верхнего ордовика (карадокский – ашгиллский ярусы).

Таким образом, карбонатная и глинисто-карбонатная толща датируется нерасчлененным верхним ордовиком. Учитывая литологический состав отложений, особенности строения разреза, близость к западной части Сибирской платформы, можно условно сопоставить вскрытые ордовикские отложения

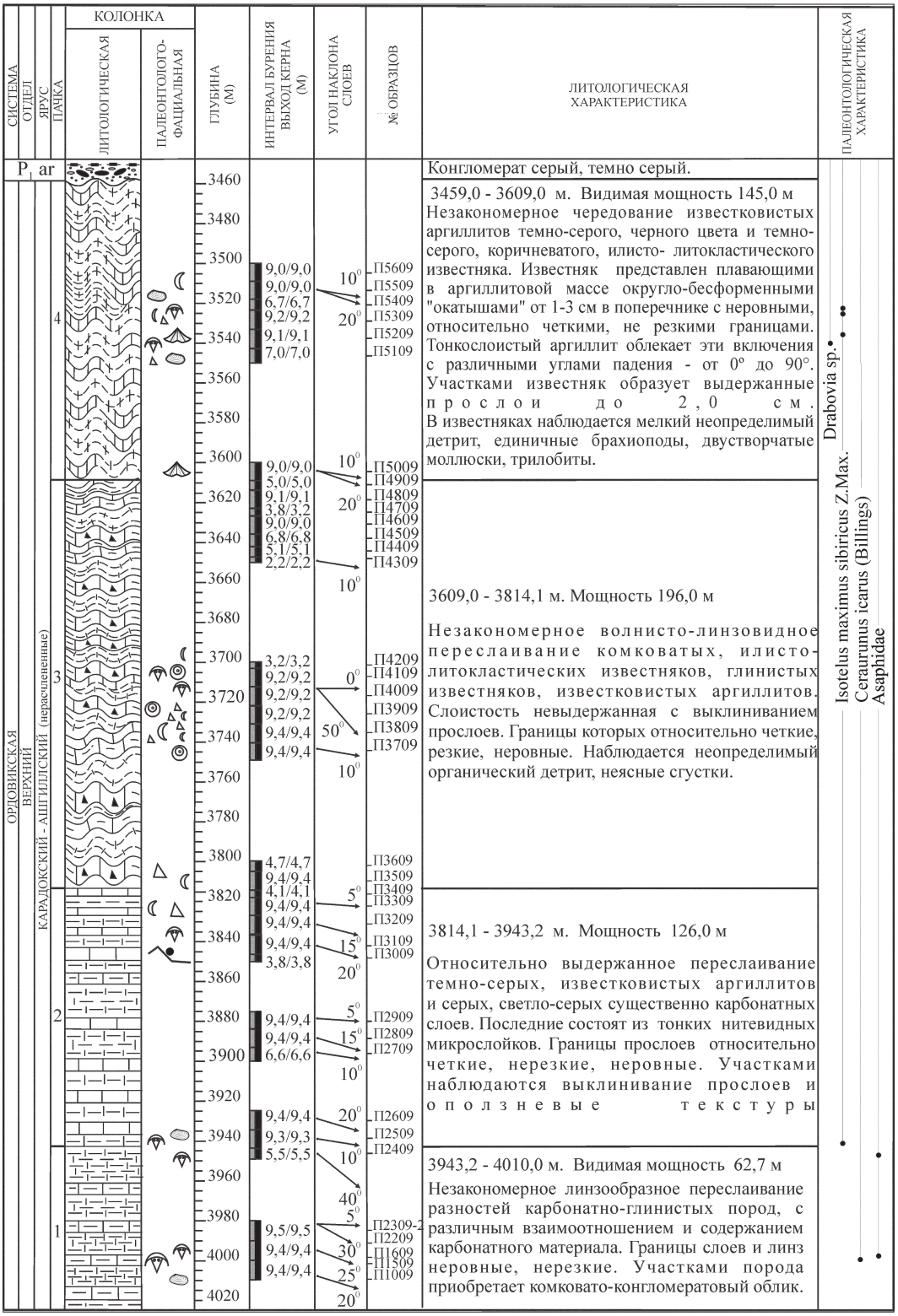


Рис. 5. Разрез ордовикских отложений, вскрытых скважиной Лекосская - 27. Условные обозначения см. на рис.4

с неручандской свитой [2] чертовского и баксанского горизонтов верхнего ордовика Сибирской платформы. Данный вывод косвенно подтверждает мнение В.А. Каштанова [3], приводящего подобное сопоставление отложений ордовика левобережья Енисея и западной части Сибирской платформы по данным сейсмопрофилирования МОГТ.

Авторы выражают признательность Генеральному директору Тюменской Центральной лаборатории Макрушину Д.А. и его сотрудникам за содействие в изучении керна.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Елисеев В.Г., Папин Ю.С., Чунихин С.А.* Стратиграфическое определение по конхостракам разреза скважины 27 Лекосской площади Западной Сибири //Горные ведомости. – №8. – 2009. – С. 14-20.

2. *Каныгин А.В., Ядренкина А.Г., Тимохин А.В. и др.* Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов России. Ордовик Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во «Гео». – 2007. – 269 с.

3. *Каштанов А.В.* Геологическое строение и минерагения платформенных отложений левобережья Енисея // Региональная геология. Геология месторождений полезных ископаемых / Материалы Международной научно-технической конференции «Горно-геологическое образование Сибири. 100 лет на службе науки и производства». – Томск: Изд-во ТПУ. – 2001. – С. 59-62.

4. Постановление Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований. – Спб.: Изд-во ВСЕГЕИ. – Вып. 38. – 2008. – 31 с.

5. *Sykes R., Callomon J.H.* The Amoeboceras Zonation of the Boreal Upper Oxfordian // Paleontology, 22, 4, 1979, p. 839-903.

АНАЛИЗ ОШИБОК АППРОКСИМАЦИИ ПРИ ГЕОКАРТИРОВАНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЛАЙН-АППРОКСИМАЦИОННОГО МЕТОДА

А.Г. Плавник, А.Н. Сидоров (ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Вопросы надежности построенных карт изучаемых показателей геологических объектов имеют большое значение. Однако на практике, как правило, их решение ограничивается отслеживанием непротиворечивости исходных данных, а также соответствия построенных карт модельным представлениям, осуществляемым на основе экспертной оценки.

Это обусловлено, с одной стороны, тем, что современные методы геокартирования обеспечивают эффективное построение в отношении согласованности результатов с исходными данными. Высокая вычислительная производительность современных компьютеров предоставляет возможность массовых построений, что позволяет наработать опыт в выборе приемлемых методов и параметров построений для различных условий.

С другой стороны, как представляется, сами методы анализа оценок погрешностей картопостроения и их практического применения разработаны в недостаточной степени. В первую очередь это связано с отсутствием априорных сведений о закономерностях пространственной изменчивости свойств геологических объектов. В этом состоит отличие, например, от возможности использования информации об ограниченности производных в стандартных математических подходах, применяемых для оценки погрешностей приближенных методов.

В этих условиях задача оценки отклонения полученных результатов геокартирования от истинных значений анализируемого показателя (в целом по области картирования, а не только в точках наблюдения) принципиально не решаема. И поскольку именно эта задача в основном имеет практический интерес, то проблематичность ее решения существенно понижает востребованность всех вопросов, связанных с оценкой погрешностей картопостроения.

Тем не менее анализ возможных погрешностей, связанных как с самими методами картирования, так и исходными данными, является полезным инструментом, предоставляющим возможности по количественному сопоставлению исходных данных, выполненных построений и используемых при картировании алгоритмов, не относящихся непосредственно к определению отклонения результатов картопостроения от точного значения. В этом отношении такой анализ имеет несомненную практическую значимость, поскольку сопровождает результаты картопостроения дополнительной информацией, получаемой формализуемыми методами, которая может использоваться в качестве одного из элементов при экспертной оценке достоверности построенных карт.

Самым простым для определения и последующей интерпретации является вычисление отклонения расчетных значений картируемого параметра от исходных данных. Необходимость определения ошибок аппроксимации обусловлена, во-первых, тем, что позволяет судить о недостаточной надежности полученных результатов моделирования, если отклонения расчетных значений в точках наблюдений существенно отличаются от задаваемых в качестве исходных данных величин. Во-вторых, высокие значения ошибки аппроксимации могут свидетельствовать о недостоверности определения самих исходных данных, что позволяет использовать этот показатель для их отбраковки и улучшать качество результирующей карты.

В данной работе рассматриваются вопросы влияния на ошибки аппроксимации основных

показателей, контролирующих результат картирования, – шаг сетки, по которой строится решение, а также значения весовых коэффициентов в минимизируемом функционале для локальных уравнений (замеров значений в точках) и глобальных уравнений (модельных представлений о свойствах). В рамках обобщенного сплайн-аппроксимационного подхода, реализованного в программном комплексе GST [3], с применением локальных уравнений общего вида [2] в

$$\sum_{i=1}^{I} L_i F_i \approx \sum_{j=1}^{J} \widehat{L}_j G_j$$

для ошибки аппроксимации в точке (x_m, y_m) очевидно использование следующей формулы

$$\Delta_m^a = \sum_{i=1}^{I} L_i F_i(x_m, y_m) - \sum_{j=1}^{J} \widehat{L}_j G_j(x_m, y_m)$$

Расчет ошибок аппроксимации не представляет затруднений при использовании локальных уравнений любой сложности. В случае применения в картопостроении нескольких локальных уравнений также легко осуществимы оценки по каждой точке для соответствующего уравнения.

Простейшим примером локального уравнения (и наиболее часто используемым в практике построения карт геологических параметров) являются условия, задаваемые прямыми замерами в точках:

$$F(x_m, y_m) \approx z_m$$

и, соответственно, в этом случае ошибка аппроксимации определяется как разница расчетных $F(x_m, y_m)$ и фактических значений картируемого параметра z_m:

$$\Delta_m^a = F(x_m, y_m) - z_m \qquad (1)$$

Конечно, в зависимости от конкретных задач картопостроения величины ошибок аппроксимации могут существенно варьировать. Однако, как представляется, направленность изменения ошибок аппроксимации при изменении основных управляющих параметров методов картирования имеет в целом общий характер.

Поэтому здесь в качестве примера используется простая схема построения карты с минимизацией функционала

$$I = \rho \sum_m \left(F(x_m, y_m) - z_m\right)^2 + \\ + \int_\Omega \left(F_{xx}^2 + 2F_{xy}^2 + F_{yy}^2\right) dxdy, \qquad (2)$$

представляющего собой сумму квадратов ошибок аппроксимации с весовым коэффициентом ρ и с использованием условия минимума кривизны поверхности в качестве стабилизатора.

В качестве объекта картирования рассматривается глубина залегания кровли покурской свиты (кровли апт-альб-сеноманского сеноманского комплекса) в пределах восточной части Ханты-Мансийского автономного округа на основе данных стратиграфических разбивок по 300 разведочным скважинам [1]. Скважины неравномерно располагаются на территории, которая при картировании представляет собой практически квадратную область с каждой из сторон более 500 км. Расстояние от скважин варьирует от 1.2 до 73.4 км и в среднем составляет 9.55 км. Значения глубины залегания кровли покурской свиты по массиву фактических данных изменяются от 514.1 м до 1200.3 м.

Стандартное отклонение равно 93.31 м, что, очевидно, является верхним пределом для оценки ошибки аппроксимации (соответствующей использованию в качестве модели среднего значения глубины кровли покурской свиты по данным о разбивках в скважинах). Вместе с тем это значение (93.31 м) в определенной степени является и масштабирующим показателем, позволяющим соотнести «уровень погрешности» карт, построенных с использованием более детальных методов картирования.

Для рассматриваемой задачи, определяемой условием минимизации функционала (2),

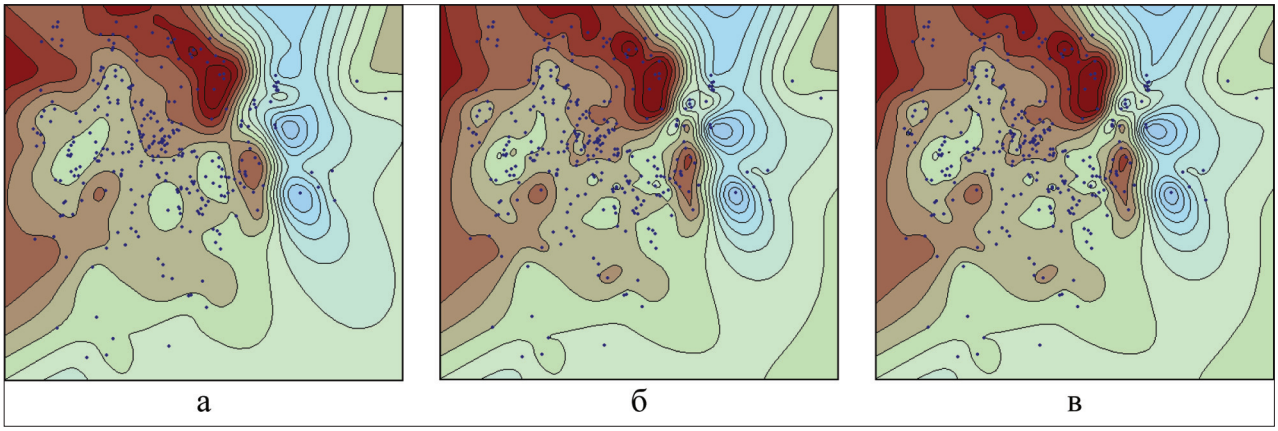


Рис.1. Зависимость результатов картирования от шага сетки (а – 32 км, б – 8 км, в – 2 км)

результат расчетов устанавливался двумя показателями – шагом сетки, в узлах которой определяется сплайн, используемый для аппроксимации, а также весовым коэффициентом ρ. Далее рассматривается влияние этих двух показателей на результаты картопостроения, точнее, на значения ошибок аппроксимации, а также на соответствие вида получаемых карт общим представлениям о залегании кровли сеноманского комплекса Западно-Сибирского бассейна.

Представленные на рис. 1 результаты картирования для различных шагов сетки (от 64 до 2 км при величине весового коэффициента ρ равным 100) являются достаточно очевидными и вполне ожидаемыми. Для карты, построенной с шагом 64 км (рис. 1а), характерно сглаженное представление структурных форм. Вместе с тем даже при этом шаге общие черты структурного плана кровли покурской свиты прослеживаются весьма надежно. С уменьшением величины шага сетки увеличивается детализация картирования. При этом вид карт становится идентичнее. В частности, карты, построенные при шаге в 8, 4 и 2 км (рис. 1б, в), отличаются незначительными подробностями. По-видимому, это связано с характерным расстоянием между скважинами (как отмечалось ранее, среднее расстояние между ближайшими скважинами составляет 9.55 км).

При шаге сетки в 64 км среднеквадратическая ошибка составляет 25.18 м, что составляет около одной четверти от стандартного отклонения для исходных данных. С уменьшением шага сетки среднеквадратическая ошибка аппроксимации уменьшается и стремится к нулю (рис.2), что является вполне ожидаемым, поскольку при этом повышается возможность более детального описания изменения картируемого показателя относительно «жестким»

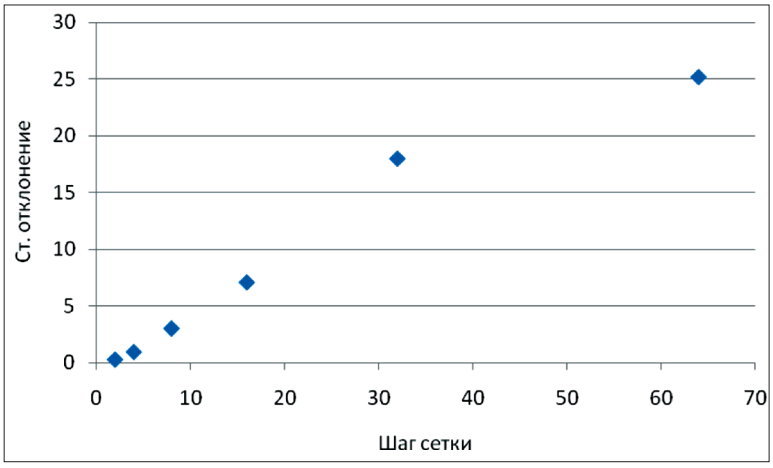


Рис. 2. Зависимость среднеквадратической ошибки аппроксимации от шага сетки

(в интервале между узлами сетки) кубическим сплайном.

На основании полученных свидетельств об уменьшении ошибок аппроксимации с уменьшением шага сетки можно предположить, что одновременно с этим происходит перераспределение основных ошибок в участки с наиболее высокой плотностью расположения исходных данных и резкое уменьшение ошибок в точках с расстоянием до ближайших точек, кратно превышающее величину шага сетки. Такое предположение выглядит вполне правдоподобным. Однако оно неверно.

На рис.3 представлены графики, на которые вынесены значения ошибок аппроксимации в точках в зависимости от расстояния до ближайших к ним точек с фактическими данными, участвующими в построении карт. Как видно на приведенных рисунках, распределение точек на графиках имеет схожий вид. При этом с уменьшением шага сетки вид графиков становится все более идентичным. В немногочисленных точках, удаленных от ближайших на 35 и более километров, погрешность аппроксимации всегда сравнительно небольшая. На меньших расстояниях разброс в значениях

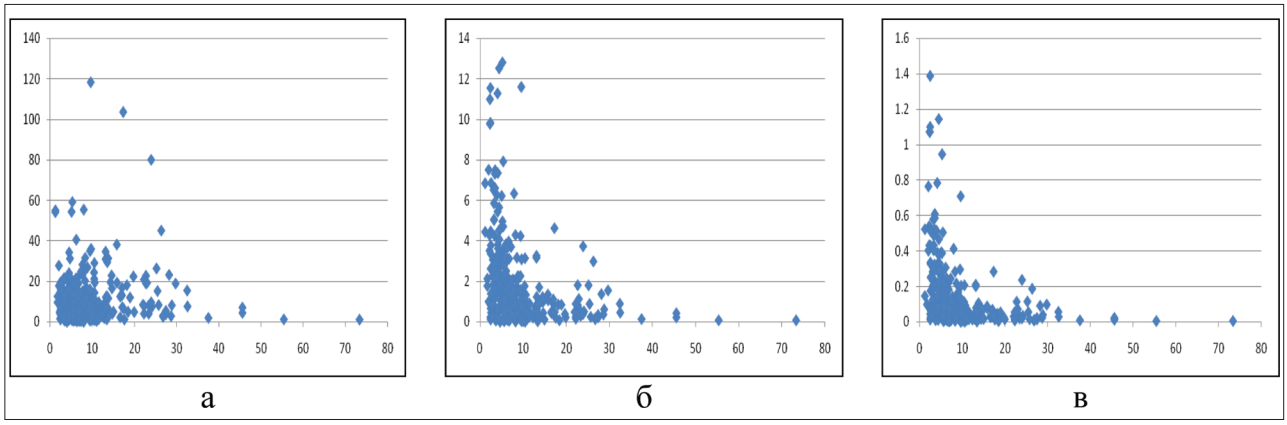


Рис. 3. Зависимость абсолютной величины ошибки аппроксимации от расстояния до ближайшей точки (шаг сетки: а – 32 км, б – 8 км, в – 2 км)

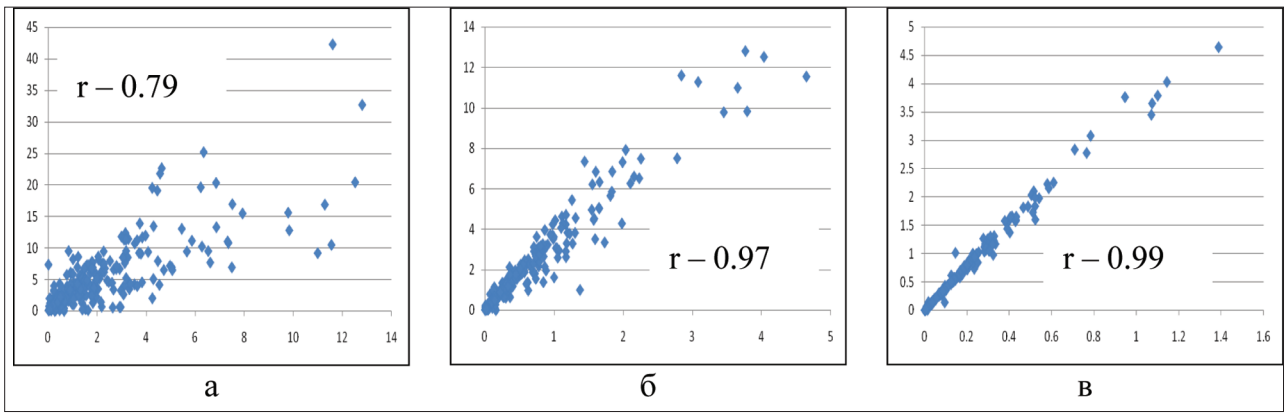


Рис. 4. Сопоставление ошибок аппроксимации при разных шагах сетки (а – 16 и 8 км, б– 8 и 4 км, в – 4 и 2 км; r – коэффициент корреляции)

ошибок сохраняется относительно высоким, независимо от шага сетки. В частности, явно прослеживаются точки в интервале от 20 до 35 км, выделяющиеся повышенными значениями ошибок аппроксимации.

На представленных рисунках не ясно, являются ли точки с относительно повышенными погрешностями общими для картирования с различными шагами сетки или нет. Чтобы это выяснить, выполнено построение сопоставительных графиков ошибок аппроксимации в точках для «смежных» пар шагов сетки (рис.4). Из полученных результатов следует, что действительно существует «унаследованность» в повышенных значениях ошибок аппроксимации в точках независимо от величины шага сетки. При этом с уменьшением шага такая унаследованность принимает практически функциональный характер (коэффициент корреляции для погрешностей при расчетах с шагом 4 и 2 км составляет 0.99).

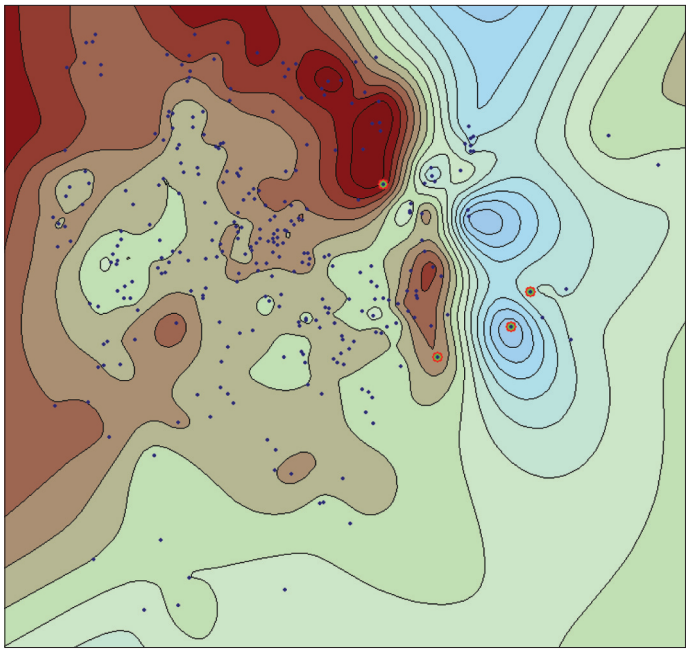


Рис.5. Точки с ошибкой аппроксимации больше 0.1 м и расстоянием до ближайшей точки от 20 до 35 км (при построении с шагом сетки 2 км)

По-видимому, наличие отмеченной независимости распределения погрешностей аппроксимации от шага сети обусловлено особенностями модели, используемой при картировании, а точнее, ее недостаточной надежности в тех зонах, где расположены точки с повышенными ошибками. На рис. 5 красно-зелеными цветами выделены такие точки с повышенным (более 0.1 м) значением ошибки, полученных при построении с шагом сетки 2 км и находящихся на расстоянии от 20 до 35 км до ближайших точек. Видно, что эти точки действительно расположены в зонах, близких к участкам с высоко амплитудной изменчивостью глубины залегания кровли покурской свиты, то есть в зонах, плохо согласованных с моделью, определяемой стабилизатором в виде условия минимизации кривизны поверхности, преимущественно монотонного характера изменения картируемого параметра.

Отметим, что погрешности в рассмотренных точках в целом существенно ниже, чем в точках с высокой плотностью фактических данных. Поэтому, если ограничивать анализ только средними показателями величины ошибок аппроксимации, то можно пропустить важную информацию о приемлемости модели, используемой при картировании, и отдельных зонах, в которых фактические данные не согласуются с этой моделью в наибольшей степени. В свою очередь, учет этой информации может использоваться для корректировки модельных условий, а также при сопоставительном анализе различных моделей.

Важнейшими параметрами, контролирующими результаты картопостроения с использованием сплайн-аппроксимационного подхода, наряду с шагом сетки являются величины весовых коэффициентов, с которыми локальные и глобальные уравнения учитываются в минимизируемом функционале. В рассматриваемом здесь простейшем примере решения задач картирования на основе минимизации функционала (2) такой параметр один – весовой коэффициент при сумме квадратов невязок расчетных и фактических данных по глубине залегания покурской свиты (ρ). Отметим, что эквивалентная задача может

быть сформулирована в виде минимизации функционала

$$I_1 = \sum_m \left(F(x_m, y_m) - z_m\right)^2 + \\ + \frac{1}{\rho}\int_\Omega \left(F_{xx}^2 + 2F_{xy}^2 + F_{yy}^2\right) dxdy ,$$

где величина $1/\rho$ является показателем, для которого в литературе широко используется термин «параметр сглаживания». И эта терминология оправдана, поскольку при малых значениях ρ (при больших значениях параметра сглаживания) результаты картирования характеризуются тем, что ошибки аппроксимации весьма велики (и близки для различных значений шага сетки, рис.6), а сами карты фактически представляют собой трендовые зависимости (рис.7а и 8а). С увеличением весового коэффициента ρ ошибка аппроксимации вполне ожидаемо уменьшается (рис.6), а детализация построений увеличивается.

Приведенные на рис.6 данные представлены в полулогарифмическом виде, поскольку темпы изменения ошибки аппроксимации с ростом величины весового коэффициента очень незначительны. Такой характер влияния величины весового коэффициента на результаты картирования имеет большое значение, заключающееся в возможности высокой степени произвольности в определении этого показателя при решении многих практических задач, в которых основным критерием приемлемости является обеспечение нужной точности приближения.

Вместе с тем, как видно на рисунках, результаты расчетов с увеличивающимся весом на значения в точках для различных шагов сетки в 8 и 32 км (рис. 7 и 8, соответственно) имеют принципиально различающийся характер. Для шага сетки 8 км с увеличением весового коэффициента вид результирующих карт в основном стабилизируется, происходит лишь детализация локальных особенностей. В отличие от этого при картировании с шагом сетки 32 км этап детализации не стабилизируется, а сменяется неустойчивым характером картирования в зонах с низкой плотностью (или отсутствием) фактических данных.

Рассмотренные примеры влияния основных управляющих параметров на ошибки аппроксимации при решении простейшей задачи картопостроения, конечно, не являются исчерпывающими. В каждой конкретной задаче геокартирования (отличающейся количеством и расположением исходных данных, использованием косвенной информации и дополнительных модельных представлений, а также другими условиями) анализ ошибок аппроксимации неизбежно имеет свои особенности. При этом, как следует из материалов, представленных выше, характер воздействия различных условий на распределение ошибок аппроксимации и надежность построения карт не всегда являются очевидными.

В значительной степени погрешности аппроксимации характеризуют соотношения (во многом неявные) используемых при картопостроении модельных условий и закономерностей в изменении наблюденных значений картируемого параметра, что может служить дополнительным инструментом для обоснования подходящей модели, обеспечивающей надежность результатов картирования. Этим

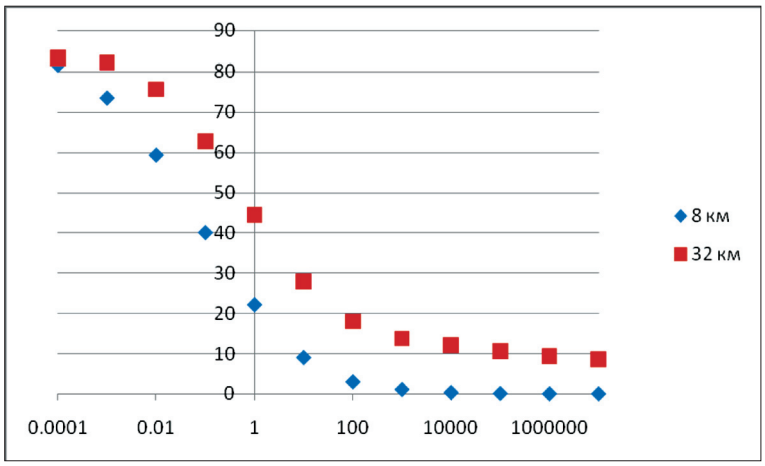


Рис. 6. Зависимость среднеквадратической ошибки аппроксимации от весового коэффициента ρ

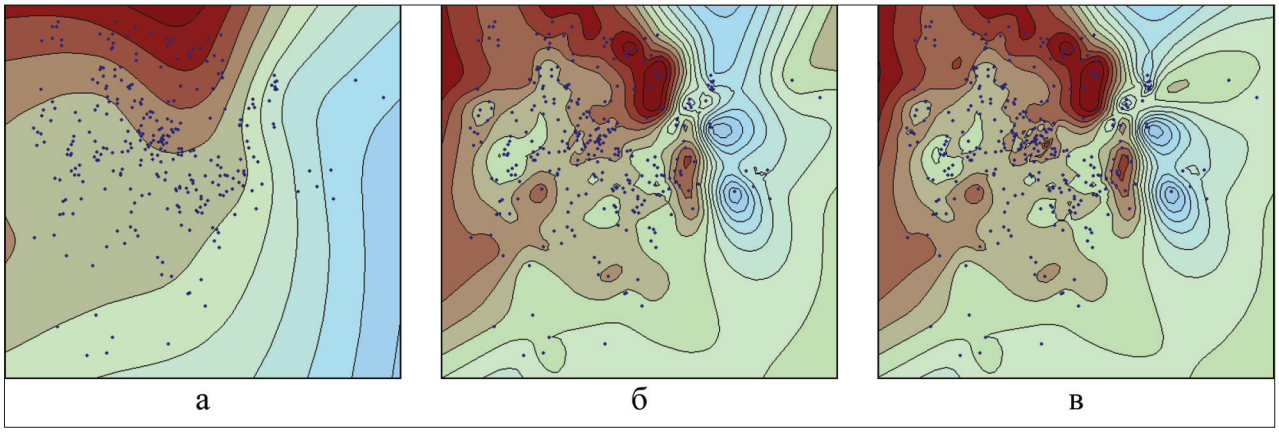


Рис.7. Зависимость результатов картирования при шаге сетки 8 км от весового коэффициента ρ (а – 0.01, б – 100, в – 1000000)

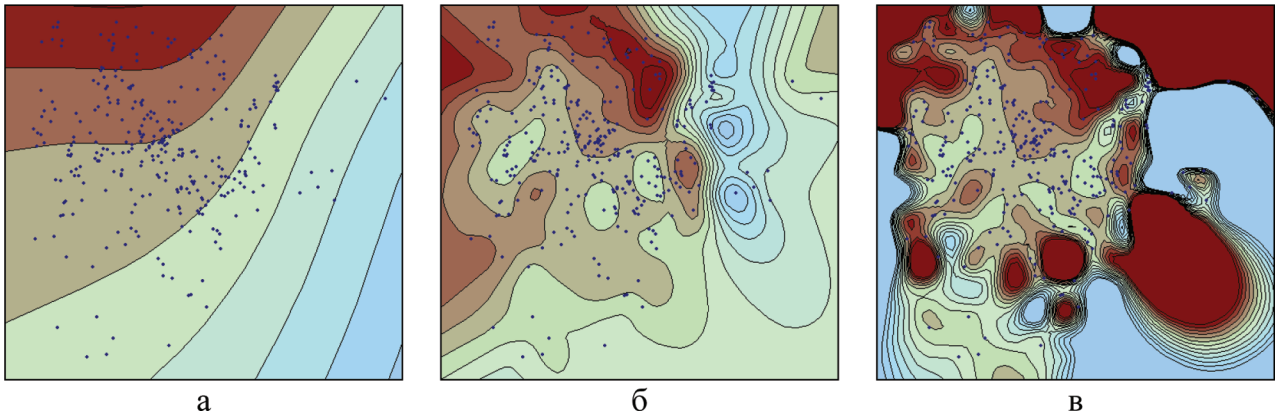


Рис.8. Зависимость результатов картирования при шаге сетки 32 км от весового коэффициента ρ (а – 0.01, б – 100, в – 1000000)

обстоятельством, наряду с важностью непосредственной задачи оценки погрешности использования приближенных по своей природе аппроксимационных методов, определяется практическая значимость выполнения детального анализа ошибок аппроксимации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин. Т 1. Ханты-Мансийский автономный округ. Под ред. Гришкевича В.Ф., Теплякова Е.А. – Ханты-Мансийск.– 2000. – 432с.

2. *Плавник А.Г.* Алгоритмизация геоинформационных технологий в задачах, связанных с картопостроением. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Тюмень. – 2004.– 24 с.

3. *Сидоров А.Н., Плавник А.Г., Сидоров А.А. и др.* Свидетельство о регистрации программы GST в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам № 2005612939 от 14 ноября 2005 г.

КОСМИЧЕСКИЙ ГЕОПОРТАЛ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

Н.С. Ремень, Е.А. Брагин, С.А. Алешин
(ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

В 2009 г. специалистами Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И.Шпильмана при технической поддержке компании «Совзонд» впервые на территории Югры и Тюменской области был запущен проект «Космический геопортал Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».

Космический геопортал Югры – это интернет-технология доступа в режиме онлайн (реального времени) к актуальной информации о природной среде, промышленной инфраструктуре и экологии округа, основанной на космической съемке.

Разработка *геоинформационных порталов (геопорталов)* является одним из направлений реализации *Концепции создания и развития инфраструктуры пространственных данных РФ,* одобренной распоряжением Правительства РФ от 21 августа 2006 г. №1157-р.

Необходимость такой инфраструктуры вызвана тем, что *данные о пространственных объектах*, содержащиеся на топографических картах, планах городов, в геодезических и нивелирных сетях, длительное время традиционно использовались для решения задач экономики, обеспечения обороноспособности и национальной безопасности страны, что определило необходимость их *засекречивания*.

Вместе с тем создавались и использовались *разрешенные* к опубликованию пространственные данные. Они издавались в виде схем, планов, карт ограниченных участков территории в местных системах координат. Такие данные несопоставимы и не скоординированы между собой, что исключает их *совместное и комплексное использование*.

Указанная Концепция предусматривает *создание и развитие системы для обеспечения поиска и доступа* к хранящимся в различных местах географическим информационным ресурсам: картам, базам географических данных и др.

Геопортал является *специализированным звеном*, аккумулирующим в одном месте информацию для доступа к множеству ресурсов.

Основные функции геопорталов – обеспечить доступ граждан, компаний-недропользователей автономного округа, органов государственной власти и органов местного самоуправления к геопространственным данным, а также повысить оперативность и эффективность решения различных задач по управлению территорией Югры.

Региональный геопортал используется в качестве каталога для быстрого поиска геопространственных данных и инструмента для оценки и анализа экологической обстановки, контроля природопользования и мониторинга окружающей среды и зон повышенной опасности, выявления различных *территориальных процессов*, таких как:

– нефтяные разливы;

– экологическое состояние территории на нефтедобывающих площадках (например, наличие шламовых амбаров);

– нарушения земель в местах добычи общераспространенных полезных ископаемых;

– нарушения земель в местах сжигания попутного нефтяного газа;

– лесохозяйственная деятельность;

– состояние городской и промышленной инфраструктуры (незаконное строительство, свалки и т.п.).

Данный ресурс включает составляющие и *информационно-поисковых*, и *тематически ориентированных* категорий геопорталов.

Геопортал состоит из 3 рабочих областей, каждая имеет свой круг авторизированных пользователей и наполнена информацией,

имеющей ограниченный уровень доступа:

Первая рабочая область – *общая страница*, имеющая гостевой (обзорный) статус (рис. 1).

Вторая рабочая область представлена подразделениями системы использования природных ресурсов: *Департаментом по нефти, газу и минеральным ресурсам; Департаментом охраны окружающей среды и экологической безопасности; Департаментом лесного хозяйства*. Данная область имеет специализированную информацию, касающуюся профессиональной деятельности, например, природоохранным структурам представлены векторные покрытия нарушенных земель в местах сжигания попутного нефтяного газа и нефтезагрязненных земель; для пользователей лесного хозяйства – актуальны рубки леса и т.д. (рис. 2).

Третья рабочая область – территория активного стратегического развития *лицензионных участков*, где интерес представляют снимки более высокого разрешения. Также составлены разновременные композиты снимков для решения конкретных задач, например, для выявления нефтеразливов, нахождения объектов инфраструктуры (рис. 3).

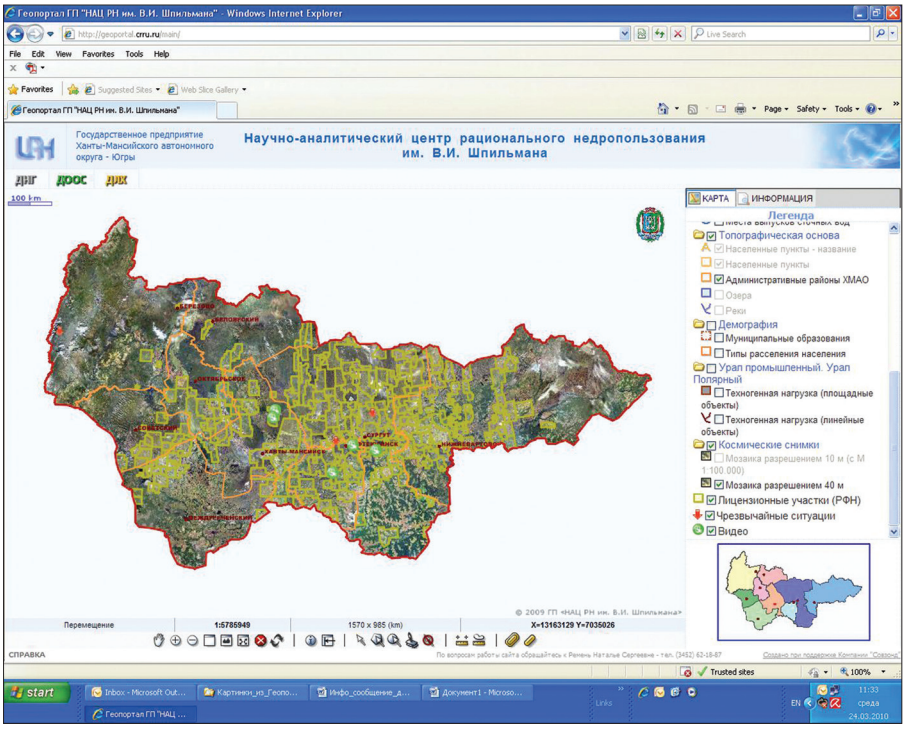


Рис.1. Первая рабочая область геопортала

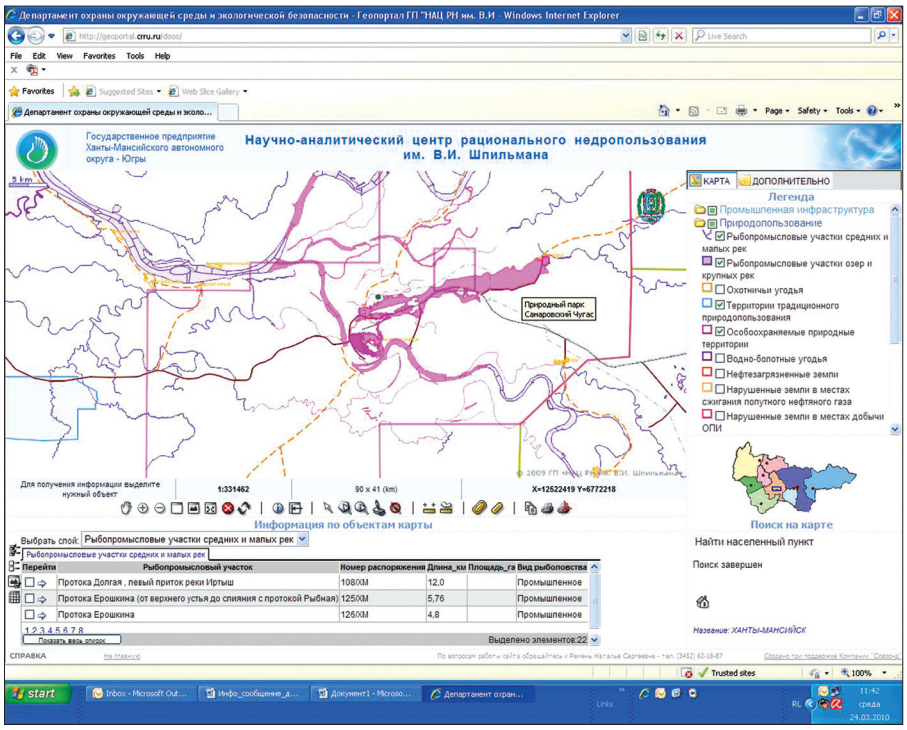


Рис.2. Вторая рабочая область геопортала

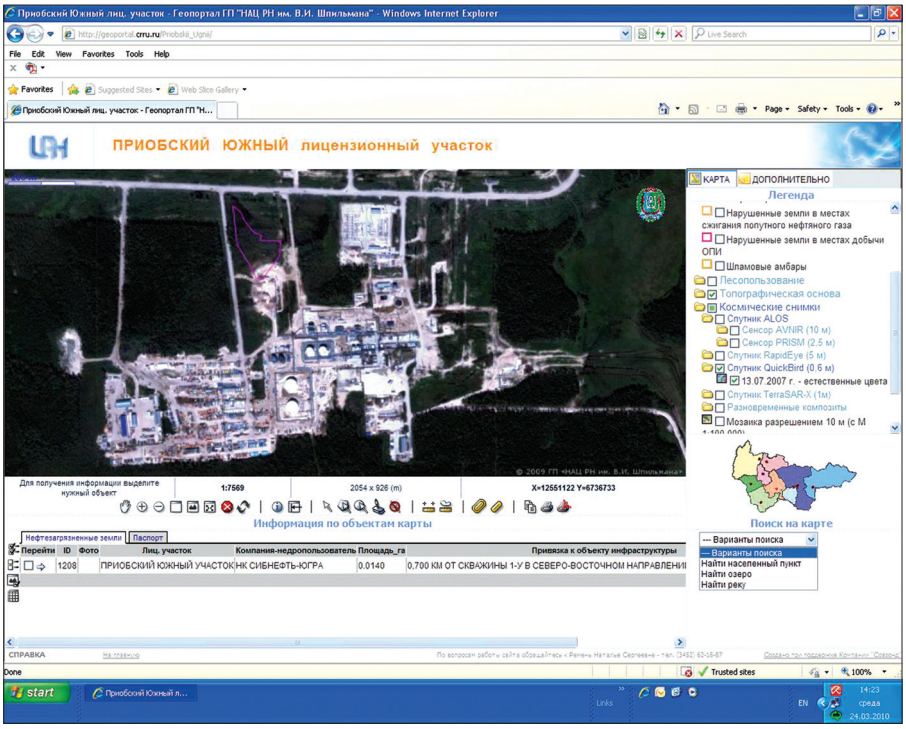


Рис.3. Третья рабочая область геопортала

На геопортале доступны **мозаика космических снимков** со средним пространственным разрешением, а также высоко детальные данные различных сенсоров и аппаратов (табл. 1).

Кроме растровых слоев, на геопортале имеются **векторные покрытия** (табл. 2).

Геопортал также предоставляет следующие возможности:

I. Перемещение по изображению (приближение, удаление, установка нужного масштаба).

II. Выполнение поисковых запросов по географическому названию, объекту, теме, компании-недропользователю и т.д.

III. Получение информации по интересующим объектам на карте.

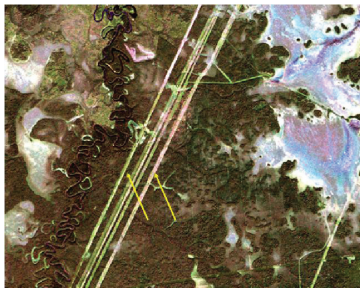
Таблица 1

Космические снимки на территорию Югры

Спутник ALOS	
мультиспектральный режим AVNIR (разрешение 10 м)	панхроматический режим PRISM (разрешение 2,5 м)
Спутник ASTER (разрешение 15 м)	
Спутник FORMOSAT (разрешение 8 м)	
Спутник RapidEye (разрешение 5 м)	
Спутник QuickBird (разрешение 0,6 м)	
Спутник TerraSAR-X (разрешение 1 м)	
разновременные композиты снимков на 3 лицензионных участка распределенного фонда недр (РФН)	

Таблица 2

Перечень векторных покрытий

	Векторные покрытия
Промышленная инфраструктура 	Дожимные насосные станции
	Объекты подготовки нефти
	Нефтеперекачивающие станции
	Компрессорные станции транспорта газа
	Компрессорные станции магистральных газопроводов
	Кустовые насосные станции ППД
	ВЛ-110 кВ и выше
	Электроподстанции 110 кВ и выше
	Газотурбинные электростанции
	Гидроэлектростанции
	Магистральные нефтепроводы
	Межпромысловые нефтепроводы транспорта нефти
	Магистральные газопроводы
	Газопроводы транспорта газа
	Продуктопроводы
	Федеральные автодороги
	Окружные автодороги
	Зимники регионального значения
	Межпромысловые автодороги
	Грунтовые автодороги
	Железные дороги
	Газоперерабатывающие заводы
	Нефтеперерабатывающие заводы
	Факелы
Природопользование	Территории традиционного природопользования (ТТП)
	Особо охраняемые природные территории (ООПТ)
	Водно-болотные угодья
	Нефтезагрязненные земли
	Нарушенные земли в местах сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ)
	Нарушенные земли в местах добычи общераспространенных полезных ископаемых (ОПИ)
	Шламовые амбары
	Рыбопромысловые участки средних и малых рек
	Рыбопромысловые участки озер и крупных рек
	Охотничьи угодья
	Места выпусков сточных вод
Лесопользование	Квартальная сетка
	Границы лесничеств
	Кедровые леса
	Рубки
Топографическая основа	Населенные пункты
	Административные районы Югры
	Озера
	Реки
Лицензирование	Лицензионные участки (РФН)
Демография	Муниципальные образования
	Типы расселения населения
Урал промышленный Урал Полярный	Техногенная нагрузка (площадные объекты)
	Техногенная нагрузка (линейные объекты)

IV. Просмотр тематических карт.

Составлены карты «Типы расселения населения», «Компании-недропользователи лицензионных участков» и др.

V. Подготовка и печать карт.

VI. Измерения на карте расстояний, площадей, определение координат.

VII. Осуществление пространственного анализа.

На геопортале имеются инструменты для создания буферных зон, нахождения пересечений объектов.

VIII. Добавление комментариев и заявок.

Очень интересна возможность обратной связи, т.е. пользователь может оставлять заявки на выполнение определенных работ, добавлять информацию о выявленных чрезвычайных ситуациях.

Перспективы развития Космического геопортала Югры:

– подготовка новых областей по темам:

«Урал промышленный – Урал Полярный» и «Лицензирование недропользования», где будут разработаны информационные разделы, векторные покрытия, тематические карты ландшафтов, техногенной нагрузки Полярного, Приполярного Урала и участков недр по поисковым зонам, выделенным на территории Югры (Предуральская, Сергинская, Карабашская, Колтогорская, Березовская, Юильская, Юганская, Восточная).

УЧЕТ ФАКТОРОВ РИСКА ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В СФЕРЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

О.О.Белякова, Н.Н.Захарченко, С.А.Филатов
(ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

Наличие высоких рисков – характерная особенность топливно-энергетической отрасли в целом и разработки месторождений – в частности, особенно при извлечении трудноизвлекаемых запасов.

В ходе экономической оценки инвестиционного проекта используется ставка дисконтирования, которая, как предполагается, включает в себя минимально гарантированный уровень доходности и темпы инфляции.

В настоящее время нет регулирующих документов, в которых бы говорилось, по какой ставке дисконтировать денежный поток.

В соответствии с пунктом 11.2.3 (РД 153-39-007-96): При установлении значения коэффициента дисконтирования обычно ориентируются на средний уровень ссудного процента (процентной ставки). Уровень коэффициента дисконтирования может также учитывать и риск осуществляемых инвестиций.

Кроме того в ходе оценки инвестиционных проектов ставка дисконтирования составляет 10% и 15%, при том, что регулирующий документ (Дополнение к РД 153-39-007-96 ТЭО СРП утв. Приказом Минтопэнерго России от 6 августа 1999 г. №265), в котором была установлена данная норма дисконта, утратил юридическую силу.

Таким образом, использование ставки дисконтирования при норме 10% и 15% остается необоснованным. В этой связи следует рассмотреть возможные способы определения ставки дисконтирования в целях проведения расчета реальной ставки, при которой инвестиционных проект мог бы учесть риски, связанные не только с инфляционными процессами, но и учитывающие специфику нефтяной отрасли.

Достаточно объективным методом по сравнению с другими является метод кумулятивного построения, который подразумевает оценку определенных факторов, обусловливающих риск недополучения запланированных доходов. При построении ставки дисконтирования по данному методу за основу берется безрисковая норма доходности, к которой добавляется норма доходности за риск инвестирования в рассматриваемую отрасль:

$$R = R_0 + R_{отрасли},$$

где R_0 – безрисковая ликвидная ставка; $R_{отрасли}$ – риск, связанный с вложением в отрасль.

Безрисковая ставка дохода определяется исходя из ставки доходов по долгосрочным правительственным облигациям (также может использоваться доходность по депозитам Сбербанка, еврооблигациям, ставка рефинансирования), так как они характеризуются очень низким риском, связанным с неплатежеспособностью и высокой степенью ликвидности.

Для определения нормы доходности за риск инвестирования в отрасль учитываются следующие наиболее важные факторы:

1. Изученность месторождения. Величина данного риска будет определяться в зависимости от категории запасов (ресурсов). Риск будет меньше, если предполагается разработка запасов промышленных категорий, для прогнозных ресурсов соответственно риск будет больше. Величина премии за данный вид риска будет определяться путем суммирования премий за каждую соответствующую категорию, запасы (ресурсы) которой предстоит осваивать (табл.1).

$$R_{изуч} = \frac{ABC_1}{\sum ABC_1C_2} \times R_{ABC_1} + \frac{C_2}{\sum ABC_1C_2} \times R_{C_2} + \frac{C_3}{\sum C_3D_{1L}} \times$$
$$\times R_{C_3} + \frac{D_{1L}}{\sum C_3D_{1L}} \times R_{D_{1L}} + \frac{D_1}{\sum D_1D_2} \times R_{D_1} + \frac{D_2}{\sum D_1D_2} \times R_{D2}$$

Таблица 1

Сопоставление премий за риск по категориям извлекаемых запасов/ресурсов

Группа	Категория запасов/ресурсов	Премия за риск, %
1	ABC_1	1
	C_2	2
2	C_3	3
	D_{1L}	4
3	D_1	5
	D_2	6

2. Сложность геологического строения. Премии по данному виду риска для каждого вида залежи принимаются: для простого строения – 1%; для сложного строения – 2%; для очень сложного строения – 3%.

3. Средняя глубина залегания продуктивного пласта. Данный вид риска может быть сопряжен с такими ситуациями, как отказ оборудования при повышении температуры, время простоя и т.д.

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта премия за риск составит: до 3 000 м – 0,5 – 1%; от 3 000 м – 5 000 м – 2%; от 5 000 м – 3%.

4. Географо-экономическое расположение. На данный фактор риска оказывает влияние географическое расположение региона, наличие развитой транспортной и магистральной инфраструктуры (табл.2).

Следует также отметить, что определение конкретных количественных значений риска требует более детального изучения.

Расчет ставки дисконтирования с учетом предлагаемых рисков представлен в табл.3.

На примере Бобровского участка были проведены расчеты NPV с последующим сопоставлением «классических» ставок дисконтирования и ставки, рассчитанной по методу кумулятивного построения (рис. 1).

Как показано на рис.1, при ставке дисконтирования 10% завышает NPV инвестиционного проекта. Из этого следует, что средний уровень процентной ставки покрывает лишь инфляцию без учета каких-либо особенностей. В этой связи необходим дифференцированный подход к каждому месторождению (участку). Касаясь нормы дисконта 15%, можно сказать, что она, хотя и приближена к рассчитанной (14,18%), все же является средневзвешенной, постоянной. В тех ситуациях, когда условия месторождения позволяют использовать меньшую ставку дисконтирования (наличие развитой инфраструктуры, разработка запасов из залежей простого строения), норма дисконта 15% будет менее уместной.

Таким образом, использование предложенного механизма расчета ставки дисконтирования позволит инвестору получить относительную объективную оценку эффективности инвестиционного проекта.

Однако метод дисконтирования денежных потоков, являющийся традиционным методом оценки эффективности инвестиционных проектов, имеет ряд недостатков как на теоретическом, так и на практическом уровне.

Таблица 2

Определение премии за географо-экономический риск

Территории, акватории	Величина риска	Премия за риск, %
Старые обустроенные регионы	Низкий	1
Новые регионы, граничащие с обустроенными	Средний	2
Новые регионы без развитой инфраструктуры	Высокий	3
Арктические акватории	Очень высокий	4

На практическом уровне метод является очень чувствительным к изменениям параметров модели. Таким образом, небольшие изменения могут привести к существенным колебаниям результатов инвестиционного проекта. И в связи с колебаниями основных технико-экономических факторов в долгосрочной перспективе получение единственного значения показателя эффективности недостаточно корректно [3].

На теоретическом уровне дисконтированных денежных потоков метод не учитывает вероятностный характер результатов и особенно плохо работает в условиях высокой неопределенности и риска.

В данных условиях предпочтительнее использовать методы имитационного моделирования. Имитационное моделирование – метод исследования, при котором изучаемая система заменяется моделью, с достаточной точностью описывающей реальную систему, и с ней проводятся эксперименты с целью получения информации об этой системе.

Таблица 3

Определение ставки дисконтирования на примере Бобровского участка

Фактор риска	Премия за риск, %
Изученность месторождения	1,86
Геологическое строение	1
Средняя глубина залегания продуктивного пласта	1
Географо-экономическое расположение	3
Начальный дебит при испытаниях объекта	2
Отраслевой риск	6,86
Безрисковая ставка	7,32
Ставка дисконтирования	14,18

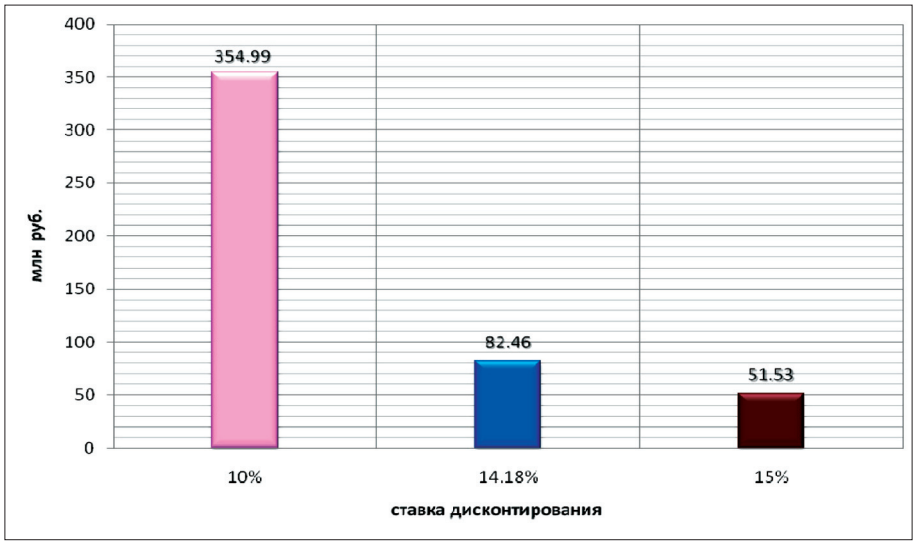


Рис. 1. Сопоставление величины NPV при различных ставках дисконтирования

Цель имитационного моделирования состоит в воспроизведении поведения исследуемой системы на основе результатов анализа наиболее существенных взаимосвязей между ее элементами [2].

Одним из методов имитационного моделирования является метод Монте-Карло, или метод стохастического моделирования, который основан на моделировании случайных процессов с заданными характеристиками. Результат моделирования выражается не каким-либо единственным значением показателя эффективности, а в виде вероятностного распределения всех возможных его значений. То есть метод Монте-Карло можно определить как метод моделирования случайных величин с целью вычисления характеристик их распределений. Изменения величин генерируются псевдослучайным образом в соответствии с заданными параметрами распределения, например, с математическим ожиданием

$$\mu = \sum_{i=1}^{n} x_i p_i$$

и среднеквадратическим отклонением

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \mu)^2 p_i} \ ,$$

где x_i – i-е значение параметра; p_i – вероятность i-го значения параметра; n – количество значений параметра [1].

Имитируемое распределение может быть, в принципе, любым, а количество сценариев — весьма большим (до нескольких десятков тысяч), что обеспечивает получение более точных и достоверных результатов. Таким образом, потенциальный инвестор с помощью метода Монте-Карло будет обеспечен полным набором данных, характеризующих риск проекта.

В общем случае проведение имитационного эксперимента по методу Монте-Карло можно разбить на следующие этапы [5]:

1. Отбор ключевых переменных проекта, влияющих на конечный результат.
2. Определение ограничений значений переменных и размещение вероятностных весов по их границам, т.е. задание закона распределения для изменяемых параметров.
3. Установление взаимосвязи между исходными и выходными показателями в виде математического уравнения или неравенства.
4. Проведение компьютерной имитации значений ключевых параметров модели, т.е. генерирование случайных сценариев, основанных на выборе допущений.
5. Расчет основных характеристик распределения исходных и выходных показателей.
6. Анализ полученных результатов и принятие решения.

Данный алгоритм может быть реализован для оценки инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений в целях учета неопределенности и риска в будущем.

Так, в качестве ключевых параметров можно выделить:

- мировую цену на нефть, $/bbl;
- объемы добычи нефти в каждом году, тыс. т;
- ставку налога на прибыль, %.

Прочие параметры проекта при этом считаются постоянными величинами.

Диапазоны возможных изменений выбранных варьируемых показателей представлены в табл.4. Основой для определения оценочных интервалов изменения показателей и соответствующих вероятностей могут быть статистические данные, прогнозные значения, экспертное мнение и т.д.

Как отмечалось ранее, имитируемое распределение может быть любым. Нормальное распределение встречается наиболее часто, поэтому можно предположить, что все ключевые переменные имеют нормальное распределение вероятностей. При этом сумма вероятностей всех значений для каждого показателя должна быть равна 1.

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1+r)^t}$$

Таблица 4

Оценочные прогнозные интервалы изменения ключевых параметров модели

Значение	Мировая цена на нефть		Налог на прибыль		Добыча нефти	
	$/bbl	вероятность	%	вероятность	тыс. т	вероятность
Минимальное	58	0,25	16	0,25	$\frac{x_t(C_1 + 0.4C_2)}{C_1 + C_2}$	0,3
Наиболее вероятное	75,88	0,5	16	0,25	x_t	0,5
Максимальное	110	0,25	20	0,5	x_t + ресурсы × коэффициент перевода × доля в общей добыче	0,2
x_t – добыча в t-м году						

Взаимосвязью между выбранными макроэкономическими показателями является формула для расчета показателя чистого дисконтированного дохода недропользователя (ЧДД, NPV). Находится данный показатель как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году.

Проведение компьютерной имитации значений ключевых параметров возможно с помощью Microsoft Excel с использованием пакета анализа данных (генерация случайных чисел, гистограмма) и функций Visual Basic for Application. Также возможно применение специальных программ.

Результатом построения множества вероятностных сценариев является интервальная оценка показателя эффективности инвестиционного проекта в зависимости от заданных диапазонов колебания макроэкономических параметров. Гистограмма частот позволяет определить наиболее вероятный интервал значений показателя чистого дисконтированного дохода и сравнить полученные величины с результатами статического метода [4].

Таким образом, оценка инвестиционного проекта разработки нефтяного месторождения методом Монте-Карло происходит по следующему плану:

1) генерация случайных будущих объемов добычи нефти в каждом году, налога на прибыль и мировой цены на нефть (с заданными значениями математического ожидания и среднеквадратического отклонения);

2) расчет чистого дисконтированного дохода при сгенерированных значениях.

Шаги 1 и 2 образуют одну итерацию. Результатом итерации является значение величины эффективности;

3) шаги 1 и 2 повторяются 10000 раз;

4) расчет минимального, среднего и максимального значений эффективности по результатам совершенных итераций;

5) построение гистограммы распределения частот.

План оценки эффективности инвестиционного проекта методом Монте-Карло продемонстрирован схематически на рис. 2.

На основе построения множества вероятностных сценариев получена интервальная оценка ЧДД по методу Монте-Карло для Бобровского участка (рис. 3). При расчетах использовалась ставка дисконтирования, полученная с учетом факторов риска, т.е. 14,18%.

Как видно на графике, с вероятностью почти 70% показатель ЧДД будет принимать значения из интервала от 139,24 до 199,44 млн руб. Тогда как прогнозное значение данного показателя без применения метода Монте-Карло составляет 82,46 млн руб., что соответствует

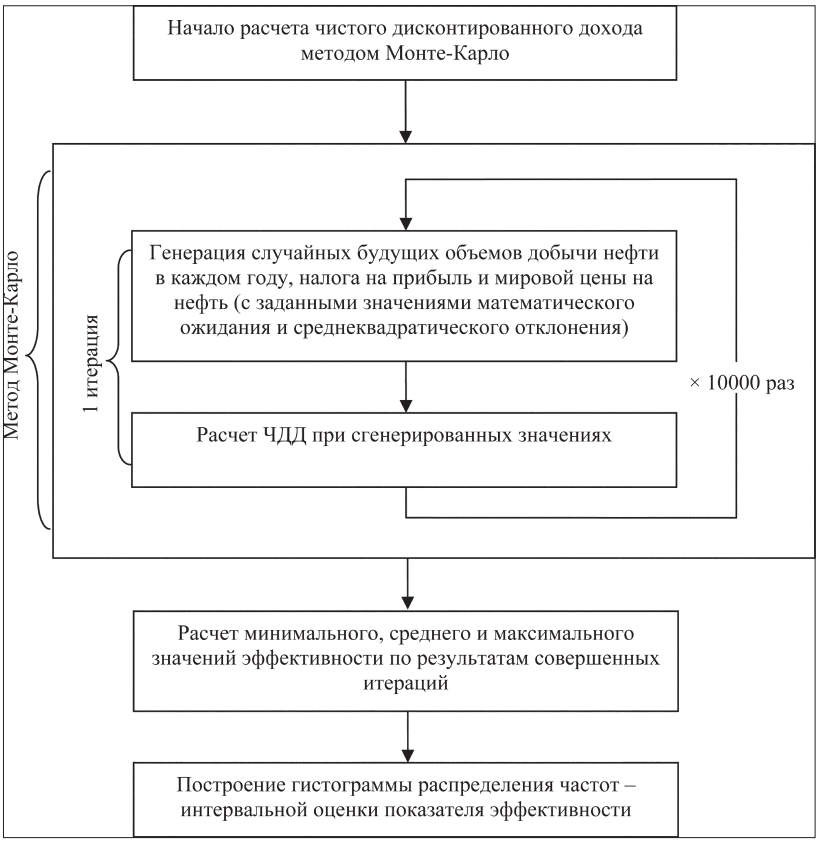


Рис. 2. План расчета чистого дисконтированного дохода методом Монте-Карло

промежутку с вероятностью менее 25%. Получение более оптимистического интервального значения для показателей эффективности обусловлено в основном с заложенными в имитационную модель границами диапазонов изменяемых факторов. Главную роль при этом играет цена на нефть.

Результаты имитации могут быть дополнены вероятностным и статистическим анализом и в целом обеспечивают наиболее полную информацию о степени влияния ключевых факторов на ожидаемые результаты значения показателя чистого дисконтированного дохода недропользователя.

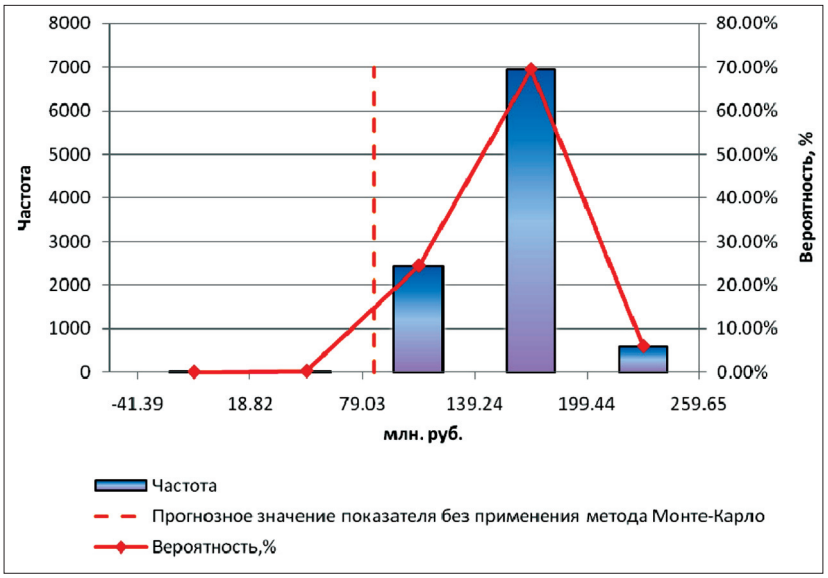


Рис. 3. Интервальная оценка показателя чистого дисконтированного дохода для Бобровского участка, полученная по методу Монте-Карло

В заключении, говоря о достоинствах данного подхода, следует отметить, что метод Монте-Карло позволяет:

- учесть максимально возможное число факторов внешней среды;
- является достаточно универсальным;
- не слишком сложен в реализации – можно реализовать с помощью Microsoft Excel и функций VBA;
- работает в условиях неопределенности и риска [5].

К недостаткам рассмотренного подхода следует отнести:

- трудность понимания и восприятия менеджерами имитационных моделей, учитывающих большое число внешних и внутренних факторов вследствие их математической сложности и объемности;
- при разработке реальных моделей может возникнуть необходимость привлечения специалистов или научных консультантов со стороны;
- для достижения высокой точности требуется совершить большое количество итераций, что требует больше времени по сравнению с традиционным методом [3].

Несмотря на отмеченные недостатки, в настоящее время имитационное моделирование является основой для создания новых перспективных технологий управления и принятия решений. Необходимость его применения обусловлена зависимостью результатов инвестиционного проекта от ряда факторов, высокой степенью неопределенности и риском.

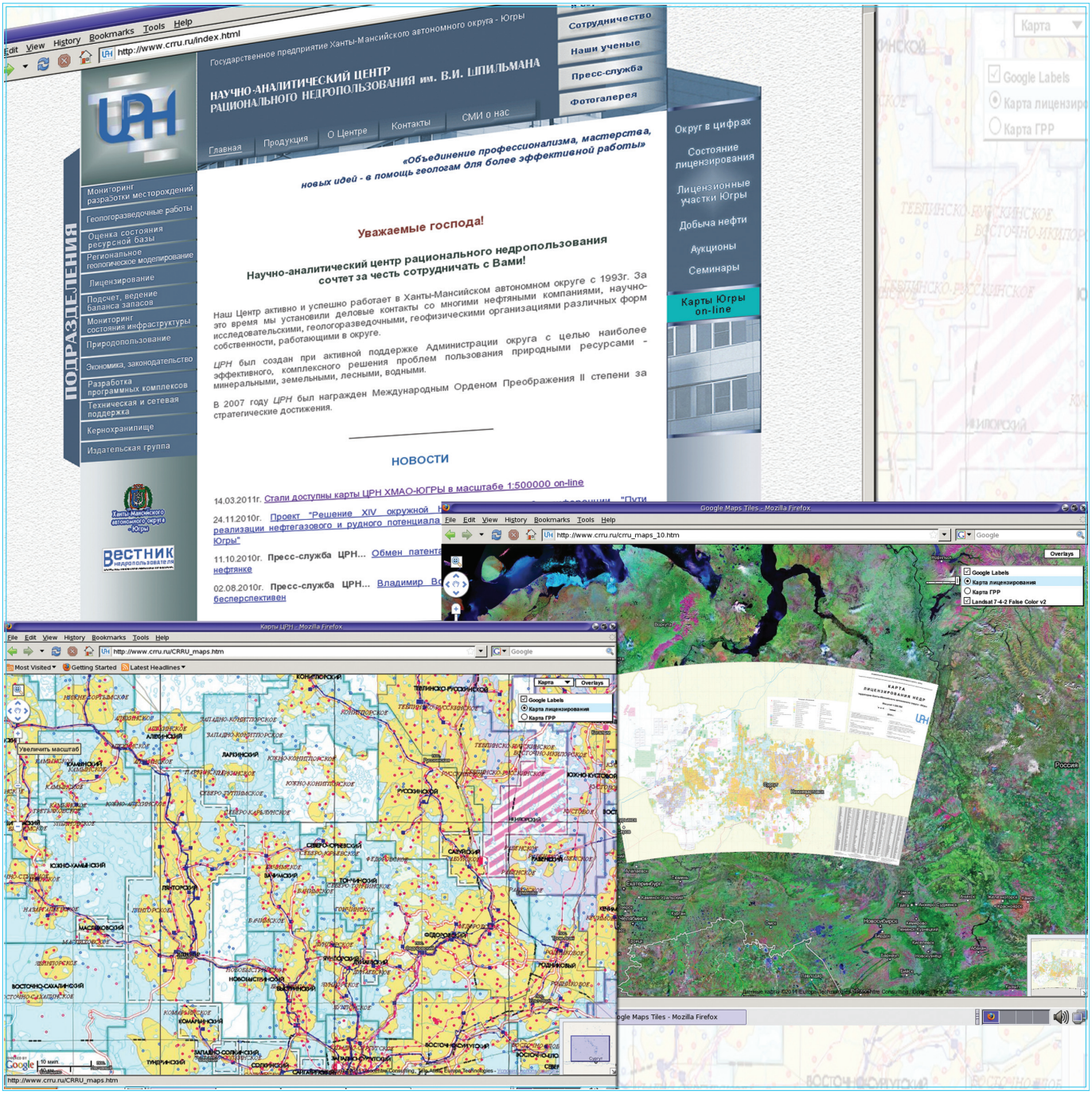
Таким образом, в целях учета рисков при реализации инвестиционных проектов в сфере недропользования целесообразно проводить оценку по ставке дисконтирования, определенной кумулятивным методом, используя метод Монте-Карло.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бусленко Н.П., Шрейдер Ю.А.* Метод статистических испытаний (Монте-Карло) и его реализация на цифровых вычислительных машинах. – М.: Гос. изд-во физ.-мат. лит-ры. – 2000. – 228 с.
2. *Павловский Ю.Н.* Имитационные модели и системы.– М.: Фазис. – 2005. – 131 с.
3. http://www.bre.ru/risk
4. http://gaap.ru/biblio/corpfin/analyst
5. http://www.riskglossary.com/link/monte_carlo_method

Уважаемые господа!

На сайте ЦРН появилась возможность просмотра издаваемых Центром карт лицензирования и обоснования геологоразведочных работ ХМАО – Югры масштаба 1: 500 000



www.crru.ru