

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ РОССИИ

3

2014

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 3 (19) 2014

Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России

Издается

с 2010 г.

Учредитель

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

Свидетельство
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

П.Г. Цыбульский, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия

М.А. Анисимов, профессор, д.ф.-м.н., Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, профессор, д.т.н., Азербайджанский институт нефти и химии
им. М. Азизбекова
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н., Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, профессор, д.г.-м.н., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
В.А. Истомин, профессор, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Т. Мищенко, профессор, д.т.н., Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ОАО «Газпром»
А.Н. Шахвердиев, профессор, д.т.н., Азербайджанский технический университет

Научный редактор
Рецензент

В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Н.А. Крылов, д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Верстка
Дизайн обложки

А.В. Лужкова, Л.С. Салина
Т.Г. Осияненко
М.В. Бурова
И.Ю. Белов
И.В. Шерстюк

Адрес редакции

пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 17.10.2014 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника
(ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово научного редактора

В 2013 г. исполнилось 60 лет со времени открытия первого месторождения газа в крупнейшей по запасам и ресурсам углеводородов (УВ) Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), ставшей основным по добыче нефти и газа регионом России. Это событие является поводом для подведения геологических итогов и определения роли Западной Сибири в развитии минерально-сырьевой базы (МСБ) газовой отрасли страны.

Значение уникальной мегапровинции для формирования ресурсного потенциала газодобычи России и ОАО «Газпром» трудно переоценить. Количество открытых здесь месторождений УВ превысило 900 (из 3500 месторождений РФ). Уникальные газовые месторождения ЗСМП – Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Бованенковское, Харасавэйское и др. – являются основой стабильной добычи газа и конденсата и энергобезопасности страны. Нефтяные гиганты ЗСМП – Самотлорское, Усть-Балыкское, Федоровское и др. – также обеспечивают высокий уровень нефтедобычи России.

В общей сложности процесс геологического изучения и углеводородного потенциала недр Западной Сибири продолжается более 100 лет, и сегодня уже многое известно о геологии, тектонике и нефтегазоносности уникальной ЗСМП. Исследованиями этого региона плодотворно занимались коллективы многих научно-исследовательских институтов: ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИИГАЗа, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ИПНГ РАН, ИГИГ СО АН и ряда производственных организаций.

Научное обеспечение развития сырьевой базы углеводородов России и ОАО «Газпром» обеспечивается многими подразделениями, в том числе ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Настоящий выпуск открывает статья о выдающемся ученом, геологе В.И. Ермакове (1924–1998 гг.), стоявшем у истоков формирования МСБ страны. Основные итоги исследования и освоения углеводородного потенциала ЗСМП представлены в ряде материалов, посвященных анализу геостатистики распределения нефтегазоносности. Также широко отражены результаты исследований по актуальным проблемам подготовки и освоения МСБ газа ОАО «Газпром» и газовой отрасли промышленности России.

Несмотря на то что в первой половине XXI в. деятельность российских газодобывающих компаний продолжается в европейской части страны, активизируется в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, исследование Западной Сибири продолжится еще не одно десятилетие, особенно в северных и арктических областях и глубокопогруженных комплексах пород (юрском, триасовом и более древних).

В настоящее время и в ближайшие десятилетия развитие и освоение МСБ связаны с новыми слабоизученными территориями, сложно построенными геологическими объектами, глубокозалегающими горизонтами. Продолжится изучение не только традиционных газовых ресурсов, но и углеводородного потенциала нетрадиционных источников. Кроме этого, современные реалии нефтегазовой отрасли требуют развития инновационных технологий поиска и методологий риск-анализа и ресурс-менеджмента, необходимых для повышения геолого-экономической эффективности поискового процесса.

Данный выпуск представляет интерес для геологов и геофизиков научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.



Главный научный сотрудник Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.г.-м.н. В.А. Скоробогатов

Уважаемые читатели!

В ноябре 2014 года отмечает 80-летний юбилей крупнейший российский ученый, наш старший коллега и учитель, член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор, советник Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Александр Иванович Гриценко.

А.И. Гриценко – выпускник нефтепромышленного факультета Московского нефтяного института (ныне – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина) 1958 г. С начала 1960-х гг. работал инженером управления «Краснодарнефть». Именно там, по его собственному выражению, «осознал, что, выбрав профессию, навсегда определил свою судьбу». В 1963 г. окончил аспирантуру и защитил кандидатскую диссертацию, руководил проблемной научно-исследовательской лабораторией в МИНХ им. И.М. Губкина, преподавал, затем возглавил газонефтепромышленный факультет института. Период научного становления и роста А.И. Гриценко прошел при поддержке крупнейших организаторов науки и производства того времени – В.А. Динкова, П.В. Рябова, С.А. Оруджева, Ф.А. Требина.

В сфере научных интересов А.И. Гриценко всегда оставались вопросы и задачи разработки месторождений углеводородов, использования газа в промышленности, стратегические направления развития газовой отрасли. Именно Александру Ивановичу принадлежит заслуга создания научных основ промысловой подготовки углеводородного сырья, а также обоснование концепции разработки крупнейших газовых месторождений.

Для коллектива ООО «Газпром ВНИИГАЗ» имя А.И. Гриценко значит многое: в строю вниигазовцев он с 1963 г. В 1977–2000 гг. Александр Иванович возглавлял наш институт на различных этапах развития и преобразований. С 1986 по 1991 гг. был генеральным директором НПО «Союзгазтехнология», объединившего научные структуры газовой отрасли – эти годы стали временем масштабных решений, когда усилия коллектива ученых были направлены на расширение исследований по стратегически важным направлениям.

Принципиальной позицией А.И. Гриценко – ученого и руководителя – остается четкое осознание того, что стратегия развития отраслей энергетики должна опираться на достойную научную базу. Уйти от функций простого администрирования, творчески руководить коллективом ученых, сплотить и объединить их для решения общей задачи – вот как понимал А.И. Гриценко свою миссию. Именно поэтому, будучи настоящим лидером отраслевого научного флагмана, Александр Иванович многое сделал для подготовки институтских кадров, налаживания взаимодействия научных коллективов с производственниками на местах, развития международного научного сотрудничества. А.И. Гриценко убежден, что все идеи и разработки ученых ВНИИГАЗа должны находить применение в производственном процессе, а сам институт – оставаться научным локомотивом отрасли.

Под руководством А.И. Гриценко ученые ВНИИГАЗа вели фундаментальные теоретические и экспериментальные исследования в разных областях: геологии и поисков месторождений, создания и эксплуатации подземных хранилищ природного газа, управления процессами разработки залежей для увеличения коэффициентов газо- и конденсатоотдачи, промысловой подготовки газа сложного состава, магистрального транспорта газа при высоких давлениях. Большая роль отводилась наукоемким разработкам в области надежности и безопасности функционирования объектов газовой промышленности, исследованиям по комплексному использованию углеводородного сырья. Вниигазовские научные коллективы выполнили проекты разработки уникальных месторождений природного газа – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего. За претворение столь масштабных проектов А.И. Гриценко в 1987 г. был отмечен званием лауреата Государственной премии СССР «За разработку и внедрение прогрессивных научно-технических решений, обеспечивших ускоренное освоение Уренгойского месторождения (сеноманская залежь)».



В 1986 г. ВНИИГАЗом впервые был подготовлен Государственный баланс запасов этана, пропана и бутанов в свободном газе. В тот же период ученые под руководством А.И. Гриçенко активно изучали газоконденсатные характеристики пластового газа, разрабатывали методические основы учета и подсчета запасов конденсата. Исследовательский вклад А.И. Гриçенко в разработку этого научного направления в 1997 г. был отмечен Государственной премией РФ в области науки и техники «За разработку комплекса научно-технических решений, обеспечивающих надежность добычи природного газа при энергосберегающих технологиях и повышение газо- и конденсатоотдачи недр». За вклад в развитие газовой отрасли Александр Иванович был награжден орденами «Знак Почета» и «За заслуги перед Отечеством» (IV степени).

Заслуженный деятель науки и техники РСФСР А.И. Гриçенко многое делает для развития новых научных направлений, сохранения лучших традиций. Он был научным руководителем 30 кандидатов и докторов наук, стал автором более 70 изобретений и свыше 40 монографий, таких как «Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья» (М., Недр, 1977), «Технология разработки крупных газовых месторождений» (М., Недр, 1990) и др. Удостоен Золотой медали РАН им. Л.С. Лейбензона за серию работ «Научные основы технологических процессов при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений» (1992 г.), премии имени академика И.М. Губкина (1975 г.).

А.И. Гриçенко – действительный член РАЕН (1991 г.), Академии технологических наук (1996 г.) и Международной академии топливно-энергетического комплекса (1997 г.), обладатель званий «Почетный работник газовой промышленности» и «Ветеран труда газовой промышленности».

В 2001 г., будучи Советником Председателя Правления ОАО «Газпром», А.И. Гриçенко подготовил Концепцию реструктуризации системы управления НИР, ОКР и проектами в ОАО «Газпром», принципиальные положения которой были приняты для дальнейшего применения в Группе Газпром.

В настоящее время исследовательская, творческая и педагогическая деятельность Александра Ивановича Гриçенко вновь связана с ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Он по-прежнему ставит перед собой масштабные научные задачи, сохраняет дар научного предвидения, активно работает в составе Отделения наук о Земле РАН, формирует концепцию развития газохимической отрасли в стране, с полным основанием считая это направление науки и производства важнейшим для будущего отечественной экономики.

Искренне поздравляем дорогого коллегу с 80-летним юбилеем и желаем Александру Ивановичу доброго здоровья, бодрости и молодости духа, жизненного оптимизма, творческого настроя и поиска, новых талантливых учеников и последователей!

*П.Г. Цыбульский,
Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Б.А. Григорьев,
Ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

Содержание

- 5 **Салина Л.С., Силантьев Ю.Б., Скоробогатов В.А., Соловьёв Н.Н.**
Владлен Иванович Ермаков – выдающийся геолог газовой промышленности России
- 8 **Скоробогатов В.А.**
Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы
- 27 **Медведев А.Г., Сивков С.Н., Скоробогатов В.А.**
Поисково-разведочные работы ОАО «Газпром» в России в 2013 году: итоги, проблемы, перспективы дальнейших работ
- 33 **Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С.**
Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций
- 44 **Кананыхина О.Г., Ковалева Е.Д., Силантьев Ю.Б., Халошина Т.О.**
Геолого-экономическое обоснование выбора первоочередных объектов для лицензирования
- 49 **Силантьев Ю.Б.**
Особенности геологического строения и нефтегазоносности северо-западной части Каспийского моря
- 56 **Соборнов К.О.**
Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России
- 62 **Соин Д.А., Скоробогатов В.А.**
Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири
- 70 **Гризик А.Я., Заболотная Ю.И., Садрtdинов Р.Ф., Ворожбицкий А.В.**
Перспективы нефтегазоносности поднадвиговой структуры Шахринав (Республика Таджикистан)
- 77 **Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г., Ковалёва Е.Д.**
Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий
- 82 **Подурушин В.Ф.**
Тектоника и особенности нефтегазоносности Геофизического мезовала (север Западной Сибири)
- 89 **Коротков С.Б., Крючков В.Е., Семёнова Е.В., Франчук А.А.**
Литолого-стратиграфическое районирование глубокозалегающих рифей-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы на лицензионных объектах ОАО «Газпром»
- 99 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова (Рыжова) Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А.**
Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 106 **Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А.**
Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения
- 116 **Васильев Ю.Н., Ильницкая В.Г.**
Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи
- 121 **Кондрашов А.В., Габбасова А.О., Судничникова Е.В., Куйбышев Р.Р., Миннуллин И.З., Мамлеева С.Т., Даниленко В.Н., Даниленко В.В., Лысенков А.И., Борисов В.И., Шамшин В.И.**
Многометодная спектрометрическая аппаратура ядерного каротажа для исследований газовых скважин
- 129 **Силантьев Ю.Б., Фи Мань Тунг**
Нефтегазовая геостатистика Вьетнама (в аспекте прогноза новых открытий)
- 132 **Сведения об авторах**
- 136 **Information about the authors**
- 140 **Аннотированный перечень статей**
- 147 **Annotated list of articles**

Л.С. Салина, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв

Владлен Иванович Ермаков – выдающийся геолог газовой промышленности России

В 2013 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – главному научному центру ОАО «Газпром» и газовой промышленности России – исполнилось 65 лет. Становление и развитие газовой отрасли тесно связано с историей ВНИИГАЗа и результатами научных исследований выдающихся геологов, стоявших у истоков формирования как геологического направления института, так и минерально-сырьевой базы (МСБ) добычи газа и газового конденсата страны. Наиболее значительный вклад в развитие МСБ не только России, но и республик бывшего СССР внесли В.Г. Васильев, А.В. Данов, Н.Д. Елин, В.И. Ермаков, Б.П. Жижченко, Н.Д. Кованько, А.Л. Козлов, В.М. Корценштейн, Р.М. Пистрак, В.П. Савченко, В.М. Сеньюков, В.Л. Соколов, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, А.А. Ханин, Э.В. Чайковская и др. Их вклад в разработку научных основ прогнозирования, поисков, разведки, освоения и разработки газосодержащих месторождений и залежей на территории Северной Евразии трудно переоценить [1–4].

Одним из ярчайших представителей этой плеяды ученых является доктор геолого-минералогических наук, профессор Владлен Иванович Ермаков (1924–1998 гг.), проработавший во ВНИИГАЗе 37 лет и долгие годы руководивший геологическим направлением института. В этом году исполняется 90 лет со дня его рождения [5].

Великая Отечественная война коренным образом изменила жизнь многих поколений. Родившиеся в середине 1920-х гг., едва окончив школу, помогали стране в тылу и на передовой. В их числе и В.И. Ермаков, который в эти трудные годы трудился на предприятиях Москвы, а затем отправился на фронт и принимал участие в военных действиях 1944–1945 гг.

В послевоенное время Владлен Иванович получил диплом Московского геологоразведочного института (МГРИ им. С. Орджоникидзе) с отличием по специальности «геолог». Однако его профессиональное становление проходило параллельно во время его обучения в заочной аспирантуре МГРИ и работы начальником Воркутинской геологической партии, осуществлявшей поиск и разведку угольных месторождений.

В 1956–1961 гг. В.И. Ермаков трудился полевым геофизиком в ИГИ АН СССР, а затем наступили долгие и плодотворные годы работы во ВНИИГАЗе, в том числе на должности заместителя директора института в области геологии (с 1973 по 1988 гг.).

Под его руководством геологическое подразделение ВНИИГАЗа успешно решало фундаментальные проблемы генезиса газа и нефти в континентальных и субугленосных толщах, разрабатывало новые методы количественной оценки прогнозных ресурсов углеводородов (УВ), раздельного прогнозирования газовых и нефтяных скоплений. Геологи института, научно обеспечивая формирование региональных и зональных центров газодобычи, решали практические задачи поисков газа, разведки месторождений, оценки перспектив газоносности глубоких горизонтов во всех регионах СССР.

В эти годы были начаты исследования по разработке методов изучения изотопного состава природного газа (Е.Я. Гаврилов, Г.И. Теплинский); геохимических методов контроля при разведке и разработке газоконденсатных месторождений (В.Л. Соколов, Н.Д. Гуляева и др.); методов гидрогеологического и гидрохимического контроля за



В.И. Ермаков

разработкой (В.Н. Корценштейн, Э.Е. Лондон, Л.М. Зорькин, Ю.В. Мухин, В.С. Гончаров, Ю.И. Яковлев, В.Г. Козлов, Ю.С. Шилов и др.); методов использования аэрокосмических снимков при поиске, разведке и эксплуатации газовых месторождений (Г.И. Амурский, М.С. Бондарева, Н.Н. Соловьев и др.).

ВНИИГАЗу этого периода принадлежит приоритет в разработке методических основ прогнозирования, подсчета и учета ресурсов полезных компонентов природного газа (этан, пропан, бутан, гелий, сероводород и др.), которые начали разрабатываться в институте с 1960-х гг. (В.Г. Васильев, В.П. Ступаков, В.И. Старосельский). Эти работы впоследствии реализовались в оценке ресурсов полезных компонентов в природных газах, подготовке совместно с Союзгеолфондом (с 1986 г.) ежегодных выпусков Государственного баланса запасов этана, пропана и бутанов в свободном газе (В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, В.И. Ермаков и др.).

В геологическом направлении ВНИИГАЗа под руководством В.И. Ермакова большое развитие получили исследования по изучению парагенетической связи угля, газа и нефти, роли континентальных угленосных толщ в процессах нефтегазонакопления (В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, В.Г. Козлов, В.А. Скоробогатов, Л.В. Токарев, Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев и др.). Результаты этих исследований явились теоретической основой для разработки методологии и проведения регулярных оценок величины и структуры потенциальных ресурсов газа территории СССР и отдельных регионов, включая шельф (Г.И. Амурский, В.Г. Васильев, Е.В. Захаров, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Т.В. Гудымова, В.Л. Соколов, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, М.О. Хвилевичкий и др.).

Значительное место в исследованиях ВНИИГАЗа того времени занимали проблемы происхождения сероводородсодержащих природных газов нефтегазоносных бассейнов и направленного поиска залежей бессернистого газа (Г.И. Амурский, Э.С. Гончаров, Э.Е. Лондон, И.Б. Кулибакина и др.), тектонического контроля онтогенеза нефти и газа (Г.И. Амурский, В.Ф. Горбачев, Н.Н. Соловьев и др.), теории галокинеза для оценки перспектив нефтегазоносности Прикаспийской и Амударьинской впадин (В.Л. Соколов, Г.И. Ледовская и др.). В 1979 г. коллективом геологов ВНИИГАЗа впервые была составлена карта перспектив поисков сероводо-

родсодержащих газов в нефтегазоносных регионах территории СССР (под ред. Г.И. Амурского, В.И. Ермакова, И.П. Жабрева).

Одним из приоритетных направлений деятельности геологов института всегда являлись работы по геологическому обоснованию проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений (В.И. Ермаков, А.Л. Козлов и др.). Во ВНИИГАЗе и его бывших филиалах выполнено геологическое моделирование объектов разработки практически всех крупнейших месторождений СССР.

Необходимо заметить, что Владлен Иванович в числе соавторов выступил с предложениями по ускоренной разведке и опытно-промышленной эксплуатации крупнейших газовых месторождений севера Западной Сибири (Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского и др.), которые не только сократили сроки ввода в эксплуатацию данных месторождений, но и дали значительный экономический эффект в области освоения газовых ресурсов крупнейшей в мире газонефтеносной мегапровинции.

С 1973 г. В.И. Ермаков руководил программой по научному обоснованию развития газовой отрасли на длительную перспективу и решительно противостоял сторонникам форсированного развития газодобычи в Западной Сибири и в стране в целом, отстаивая программу на самом высоком правительственном уровне. В связи с этим в своих исследованиях он придавал большое значение изучению структуры ресурсов, добычных возможностей продуктивных комплексов и важнейших регионов. Активно участвовал в оценке потенциальных ресурсов газа Западной Сибири, добивался ее научного обоснования, препятствовал чрезмерному завышению потенциальных ресурсов УВ. Во многом благодаря усилиям Владлена Ивановича оценка ресурсов газа в 1979–1989 гг. выдержала несколько пересчетов практически без изменений.

В вопросе научного формирования и развития газовой геологии В.И. Ермаков отдавал приоритет созданию единой теории образования, эволюции и размещения горючих ископаемых. Неслучайно темой его докторской диссертации (успешно защищенной в 1973 г.) стала «Угленосность и газоносность молодых платформ СССР». В трудах профессора Ермакова на примере угленосных толщ ряда регионов СССР (и прежде всего Западной Сибири) проанализирован парагенезис угля и газа. Одним из первых он пришел к выводу о том, что

сеноманский газ уникальных месторождений Тюменской области генетически связан с нижнемеловой угленосной толщей. Результаты исследований профессора Ермакова нашли отражение в 140 публикациях.

С 1986 по 1993 гг. В.И. Ермаков входил в состав группы экспертов по ресурсам природного газа Европейской экономической комиссии ООН, вел плодотворную научную деятельность на должности заместителя председателя Совета ВАКа при ВНИИГАЗе, а также председателя геологической секции Ученого совета института. Владлен Иванович подготовил десятки высококвалифицированных специалистов, в настоящее время работающих в различных регионах России. Под его научным руководством и при содействии защищены 20 кандидатских и докторских диссертаций.

Владлен Иванович – один из первооткрывателей Шатлыкского газового месторождения в Туркменистане, ветеран труда и почетный работник газовой промышленности, дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина, награжден 4 золотыми и серебряными медалями ВДНХ «За успехи в народном хозяйстве СССР», орденом Трудового Красного Знамени.

Профессор В.И. Ермаков отличался необычайной научной щедростью, что свойственно большим, настоящим ученым. Владлен Иванович был корректным и отзывчивым человеком, которого уважали и любили коллеги.

В память о выдающемся геологе ВНИИГАЗа В.И. Ермакове планируется публикация второго издания книги воспоминаний коллег и родственников о нем [5].

Список литературы

1. История ВНИИГАЗа – этапы развития. – М.: Наука, 1998. – 218 с.
2. Газовая промышленность России. Исторические очерки России / Ю.И. Боксерман, Н.К. Байбаков, Б.Е. Патон и др. – М.: Газойл пресс, 2000. – 352 с.
3. Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2007. – 312 с.
4. ВНИИГАЗ: этапы большого пути. – М.: Трибуна, 2008. – 352 с.
5. Ермакова А.В. Человек, гражданин, ученый / А.В. Ермакова, В.А. Скоробогатов, В.П. Ступаков и др. – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – 186 с.

References

1. VNIIGAZ history – development stages. – М.: Nauka, 1998. – 218 p.
2. Gas industry of Russia. Historical sketches of Russia / Yu.I. Bokserman, N.K. Baibakov, B.E. Paton et al. – М.: Gasoil press, 2000. – 352 p.
3. Prospects of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry of Russia: collection of research papers. – М.: VNIIGAZ, 2007. – 312 p.
4. VNIIGAZ: timeline of achievement. – М.: Tribuna, 2008. – 352 p.
5. Ermakova A.V. Man, citizen, scholar / A.V. Ermakova, V.A. Skorobogatov, V.P. Stupakov et al. – М.: VNIIGAZ, 2005. – 186 p.

УДК 553.98(571.1)

В.А. Скоробогатов

Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы

Ключевые слова:
газ,
нефть,
нефтегазоносность,
месторождение,
Западная Сибирь,
мегапровинция,
освоение,
итоги,
перспективы.

Keywords:
gas,
oil,
oil and gas content,
fields,
Western Siberia,
megaprovince,
development,
results,
perspectives.

В сентябре 2013 г. исполнилось 60 лет со дня открытия первого промышленного месторождения углеводородов (УВ) в пределах Западной Сибири. Соответственно, с 1953 г. осуществляется изучение геологического строения осадочного чехла и фундамента и освоение углеводородного потенциала недр (УВП) Западной Сибири (прежде всего, ее северных и арктических областей, а также глубокопогруженных пород юрского, триасового и более древних комплексов), которые продолжатся еще не одно десятилетие. Однако уже сегодня можно подвести некоторые промежуточные итоги на основании накопленного материала по Западно-Сибирскому осадочно-породному мегабассейну (ЗСОМБ).

Учитывая ограниченные рамки статьи, автором в краткой форме приведены результаты исследования геологического строения ЗСОМБ и данные по нефтегазоносности (нефтегазовая геостатистика).

Географическому понятию «Западная Сибирь» (одноименная низменность – озерно-болотная и речная равнина) в тектоническом, литолого-стратиграфическом и нефтегазоносном отношении отвечают:

- молодая эпигерцинская Западно-Сибирская плита (ЗСП);
- крупнейший осадочно-породный мегабассейн (ЗСОМБ);
- уникальная Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП),

многие нефтегазогеологические закономерности и особенности которой уже выявлены, некоторые твердо установлены, другие еще предстоит изучить.

Изучение недр ЗСП начиналось с окраинных южных и западных малоперспективных районов в 1940-х гг., а также с бурения опорных, параметрических и поисковых скважин. При испытании одной из первых – Березовской опорной скважины в Приуралье – и был получен первый промышленный фонтан сухого бесконденсатного газа с глубины 1300 м из базального горизонта П на границе юры и доюрского комплекса пород.

В период с 1953 по 1960 гг. поисково-разведочные работы (ПРР) были успешными в Березовском газоносном (залежи газа, в том числе конденсатсодержащие – газовые (Г) и газоконденсатные (ГК)) и Шаимском нефтеносном районах, однако открывались в основном средние и небольшие по геологическим запасам УВ месторождения. К крупным были отнесены лишь Пунгинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) и пять нефтяных (Трехозерное и др.) с запасами нефти более 30 млн т у.т. каждое.

С открытия первых нефтяных месторождений в Среднем (Широтном) Приобье (СП) – Мегионского, Усть-Балыкского и других – начался период разведки преимущественно крупных, крупнейших, гигантских и уникальных нефте- и газосодержащих месторождений и очень значительных ежегодных приростов разведанных запасов УВ (категорий А + В + С₁). История открытий и разведки нефте- и газосодержащих месторождений в Западной Сибири подробно проанализирована в ряде обобщающих работ [1–7 и др.]. Отметим, что в северных нефтегазоносных областях (НГО) первое промышленное месторождение – Тазовское нефтегазовое – было открыто также одноименной опорной скважиной в 1962 г., однако даже оно остается недо-разведанным до настоящего времени (по низам юры и доюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК)).

Проводившиеся геологоразведочные работы (ГРР) на нефть и газ (геофизические, сейсмические, буровые (бурение и испытание поисковых, оценочных и разведочных скважин)) позволяли исследовать и постоянно уточнять геологическое строение осадочного чехла и фундамента ЗСП; строить различные тектонические, структурно-геологические, литолого-фациальные и другие карты (схемы) и разрезы разного масштаба и предназначения; анализировать литологические, тектонические, термобарические, геохимические, гидрогеологические и эволюционно-динамические условия нефтегазоносности; определять наиболее эффективные направления дальнейших ПРР; осуществлять качественную оценку и количественный, в том числе раздельный прогноз нефте- и газоносности различных областей, районов, зон и комплексов пород (оценку начальных потенциальных и неоткрытых – прогнозных – ресурсов). Исследованиями ЗСМП плодотворно занимались научные коллективы институтов ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГИРГИ, ВНИИГАЗа, ЗапСибНИГНИ, СНИИГТМС, ИГИГ СО АН и других научно-исследовательских и производственных организаций. Наиболее выдающийся вклад в геолого-геофизическое изучение ЗСОМБ был сделан в первые три десятилетия (1961–1991 гг.) В.Х. Ахияровым, А.М. Брехунцовым, В.С. Бочкаревым, В.Г. Васильевым, Ф.Г. Гулари, В.И. Ермаковым, П.К. Куликовым, В.Д. Наливкиным, И.И. Нестеровым, Б.В. Никулиным, Н.Н. Ростовцевым, Л.И. Ровниным, Г.П. Сверчковым, В.С. Сурковым, Ф.К. Салмановым и др. С 1961 по 2014 гг. опубликовано около 6500 научных трудов по проблемам нефтегазовой геологии, в том числе 850 монографий, обзоров и справочников [4, 7–13 и др.], защищены сотни кандидатских и докторских диссертаций.

Приведем основные геологические параметры ЗСМП:

- площадь мегабассейна (суша и шельф) – около 3,0 млн м²;
- площадь нефтегазоперспективных земель – 2,2 млн км²;
- мощность типичного осадочного чехла – до 8–10 км;
- объем осадочного чехла – 10,0–11,5 млн км³ (по различным данным);
- число пробуренных поисковых и разведочных скважин – более 21000 (по данным А.М. Брехунцова, 2011 г.).

Согласно исследованиям В.С. Суркова, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, П.К. Куликова и др. [4, 7, 8, 13, 14], складчатый гетерогенный фундамент на востоке и северо-востоке слагают байкалиды, на юге – каледониды, на западе, северо-западе, юго-востоке и в центре, (п-ов Ямал, Южно-Карская НГО, Среднее Приобье и др.) – герциниды. В конце герцинского цикла тектогенеза на месте Западной Сибири в перми возникла горная страна, которая подвергалась пенеппенизации, с образованием в раннем триасе рифтовой системы субмеридионального простирания (Колтогорско-Уренгойский и Худосейский грабен-рифты) и излияниями базальтов [5, 8]. Хотя, например, В.С. Бочкарев не поддерживает идею доплатформенного рифтинга в ЗСП [8]. Осадочно-вулканогенные и нормально-осадочные терригенные породы среднего-верхнего триаса относятся к переходному комплексу и накопились преимущественно в северо-восточной части мегабассейна. Таким образом, в поздней перми триасе произошла консолидация разновозрастных блоков фундамента (на востоке – нескладчатого палеозоя), и с позднего триаса-ранней юры начался платформенный этап развития ЗСП. В течение юрского, мелового и кайнозойского периодов накопились осадочные толщи общей мощностью от 1,0 км вблизи окраин мегабассейна до 2,5–3,5 км в центральных, юго-восточных и западных областях, 4,5–6,0 км – на севере Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР, Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО)) и до 8 и более км – в ареале Большехетской впадины (эпицентр осадконакопления на суше) и в арктических областях (север Ямала, Южно-Карская НГО) [4, 5, 8]. От позднего триаса до плиоцена области осадконакопления постепенно расширялись, занимая все большую площадь, вплоть до современных границ мегабассейна.

Осадконакопление происходило в различных фациальных условиях гумидного умеренно теплого климата (до позднего палеогена), поэтому накопились исключительно терригенные и терригенно-кремнистые породы различных литотипов и формационной принадлежности: песчаники, алевриты, глины, углистые и битуминозные сланцы, угли занимают более 98 % объема осадочного чехла в разрезе от сеномана до базального горизонта юры. Терригенно-кремнистые породы слагают разрез турона-нижнего олигоцена (диатомиты, опоки и др.,

с прослоями глин и глинистых алевролитов) – верхняя покрывка, а также относительно маломощную (20–70 м) баженовскую свиту волжского яруса (низы верхнеюрско-валанжинской региональной покрывки). Красноцветные и пестроцветные породы (показатели семиаридного климата) слагают низы неокома (маломощная толща) на юго-востоке мегабассейна, карбонаты малой мощности известны в верхах юры в Приуральской области. Формационная характеристика осадочного чехла приведена в работах [1, 5, 11, 12].

Наибольший объем занимают континентальные сероцветные угленосные и субугленосные, а также озерные формации – от 47–50 до 65–70 % и более в разрезе от кровли сеномана до верхнего триаса (продуктивная – насыщенная УВ часть осадочного чехла). Морские и переходные песчано- и существенно глинистые формации морского и озерного генезиса в целом занимают подчиненное положение (30–45 %).

Тектоническое строение осадочного чехла рассмотрено в ряде работ [4, 5, 7, 15–19 и др.]. Расположение крупных положительных структур I порядка в центральной и северной частях плиты таково:

- своды: Сургутский, Вартовский и Красноленинский (СП и Фроловская НГО), Васюганский и Пудинский (юго-восток), Северный и Тазовский (НПТР), Северо-Ямальский (Ямало-Карский регион);
- мегавалы: Александровский, Нижне-Пурский (Уренгойский), Средне-Мессояхский, Нурминский и др.;
- множество крупных куполовидных поднятий и валов II порядка.

При этом положительные структуры имеют простое строение и пологие углы наклона, многие из них выполаживаются («затухают») вверх по разрезу от кровли фундамента и триаса до кровли сеномана. В частности, по сеноману развиты высокорельефные структуры в центральных районах НПТР, на юге п-ова Гыдан и в центре Ямальской области, и отмечается практически горизонтальное залегание в центральных (СП) и арктических районах суши и шельфа (конседиментационное развитие структур в юре и раннем мелу). Своды и мегавалы разделяются обширными по площади синеклизами, впадинами и прогибами, в днищах которых разновозрастные породы юры и неокома залегают глубже на 200–500 м и более

по сравнению со сводами (Фроловская, Надымская, Нерутинская, Юганская и др. впадины; Колтогоро-Уренгойский мегапрогиб и др.).

В отличие от других молодых плит Северной Евразии (Туранской и Скифской) и даже от соседней древней Сибирской платформы, в пределах ЗСП дизъюнктивная тектоника проявилась существенно менее активно. Средне- и высокоамплитудные разломы (30–100 м и более) установлены по геолого-геофизическим данным и бурению на юго-востоке (Томская область), юге и востоке НПТР (преимущественно в Пур-Тазовской НГО), а также на юге Ямала и Гыдана. Высокоамплитудные разломы достоверно установлены на Русском, Северо-Комсомольском, Западно- и Восточно-Мессояхском, Новопортовском и других поднятиях [12, 17–20]. Малоамплитудные (10–30 м) разломы имеют повсеместное развитие во всех областях ЗСП. При этом многие разломы с амплитудой перемещения пород 20–10 м и менее не фиксируются по данным геофизики, однако «чувствуются» через геофлюидальную систему коллекторских горизонтов. В качестве характерной тектонодинамической особенности ЗСП следует отметить ее спокойное развитие в течение практически двух эр (мезозойской и кайнозойской), без крупных перестроек структурных планов и размывов, выразившееся в существовании простых форм подземного рельефа, пологих углов наклона пород и низкого уровня разломной нарушенности недр. Относительно более интенсивное тектоническое развитие имело место в неогене – инверсия тектонических движений и размыв пород (в среднем на 100–300 м). Очень значительные перестройки структурных планов, а также высокоамплитудные разломы характерны для Енисей-Хатангского мегапрогиба (ЕХМП) [4].

В объеме осадочной мегалинзы ЗСОМБ выделяются три региональных нефтегазоносных комплекса (юрский, неоком-аптский и альб-сеноманский), разделенных региональными и областными глинисто-кремнистыми покрывками (табл. 1).

Главные нефтегазоносные свиты ЗСМП представлены в табл. 2, при этом преимущественно газоносными являются покурская и танопчинская свиты (баррем-сеноман), нефтеносными – мегийская и вартовская (неоком). В юрском НГК встречаются все типы УВС: от чисто газовых до нефтяных.

Таблица 1

Сопоставление литолого-стратиграфических и нефтегазопродуктивных комплексов осадочного чехла

Литолого-стратиграфический комплекс	Мощность, м	Литология (отложения)	Нефтегазоносный комплекс	Продуктивность (залежи)
Верхнемеловой-палеогеновый	300–1500	Терригенные, кремнистые (морские)	Региональная покрывка (в низах – газ-салинская пачка)	Г
Альб-сеноманский	500–1000	Терригенные континентальные, морские	Альб-сеноманский	Г, ГН, НГ
Неоком-аптский	До 1500	Терригенные, прибрежно-морские, континентальные, угленосные	Неоком-аптский	ГК, Н, НГК, ГКН, Г
Верхнеюрско-нижнемеловой (кемеридж-валанжинский)	100–500	Терригенные-терригенно-кремнистые, морские	Региональная покрывка (в низах – ачимовский подкомплекс и баженовский горизонт Ю ₀)	Н, ГК
Келловей-оксфордский	10–300	Песчано-глинистые морские, континентальные, местами угленосные	Юрский	ГК, Н, НГК, ГКН, Г (весь спектр УВС)
Нижне-среднеюрский	200–2000	Терригенные континентальные, в том числе угленосные и прибрежно-морские (на севере ЗСП)		

Примечание: УВС – углеводородные скопления; залежи: Г – газовые; ГК – газоконденсатные; ГН – газонефтяные; ГКН – газоконденсатонефтяные; Н – нефтяные; НГ – нефтегазовые; НГК – нефтегазоконденсатные.

Таблица 2

Главные нефтегазоносные свиты (толщи) ЗСП

Свита (возраст)	Ареал распространения	Залежи углеводородов (нефтегазоносность)
Покурская (K _{1al} –K _{2cm})	Вся мегапровинция	Г (ГН)
Танопчинская (K _{1ap})	Ямал, Гыдан	Г, ГК
Вартовская (K _{1h2} –br)	Центр, восток	Н, НГК
Мегионская (K _{1v} –h ₁)	Центр, восток	Н, ГКН
Ачимовская (K _{1b-v})	НПТР	Н, ГК, ГКН
Баженовская (J ₃)	Центр, юго-восток, НПТР	Н
Васюганская (J ₃ ^{cl-ox})	Восток	Н, ГКН, ГК
Тюменская (J ₁₋₂)	Все области кроме арктических	Г/Н, ГК, НГК

Ачимовская толща (АТ) берриаса-валанжина нефтеносна в СП и на юге НПТР, преимущественно газоносна на севере Надым-Пурской НГО. В залежах АТ наблюдается аномально высокое содержание конденсата в ГК скоплениях (до 250–350 г/м³ и более).

В пределах мегапровинции число ежегодно открываемых месторождений после 1960 г. изменялось от 12–15 до 30 и более (до 1992 г. включительно), потом существенно снизилось. В центральных районах (в Ханты-

Мансийском автономном округе (ХМАО)) за последние 20 лет (с 1993 г.) было обнаружено более 100 месторождений УВ, из них 29 крупных и средних нефтяных (от 10 до 95 млн т, извлек.), в том числе семь крупных (более 30 млн т). За последние 10 лет в ХМАО открыто 75 месторождений с единичными запасами от 0,1 до 45 млн т, в их числе только два крупных (Колтогорское и Соровское), подавляющая часть относится к мелким и мельчайшим (менее 3,0 и 1,0 млн т).

В ЯНАО после 2000 г. открытие новых месторождений происходило только в Надым-Тазовском междуречье (ежегодно от двух-трех до пяти средних и небольших по геологическим запасам). В частности, по данным А.М. Брехунцова и др. (2012 г.), на территории округа за 10 лет (с 2001 по 2011 гг.) открыто 37 новых месторождений и 226 новых залежей УВ на известных месторождениях.

На шельфе Карского моря еще до 1991 г. было открыто два газоконденсатных месторождения – Русановское и Ленинградское. В период с 2001 по 2013 гг. в акватории Обской и Тазовской губ было обнаружено четыре новых газовых месторождения, в том числе два гигантских по запасам – Каменномысское-море и Северо-Каменномысское. Разведаны морские части пяти ранее выявленных месторождений (Харасавэйского, Антипаютинского, Семаковского, Тотаяхинского и Юрхаровского).

За 60 лет ведения ПРР в Западной Сибири число открытых месторождений УВ составило 896, из них: чисто нефтяные месторождения –

640 (более 2/3); газовые и газоконденсатные – 115; остальные являются смешанными по фазовому состоянию (табл. 3).

В северных областях (ЯНАО) известно 234 месторождения, в том числе девять пограничных (суша/море) – по три в НПТР и на п-овах Ямал и Гыдан – и на шельфе Карского моря (табл. 4, рисунок). На крайнем северо-востоке ЗСП в пределах ЕХМП открыто 14 месторождений различной крупности, в том числе только одно чисто нефтяное (Пайяхское) и одно нефтегазоконденсатное (Байкаловское), все остальные – газовые и газоконденсатные, с залежами преимущественно в низах неокома (нижнехетская и суходудинская свиты берриаса-валанжина). Таким образом, арктические области ЗСМП относятся преимущественно и исключительно к газоносным (с малой долей нефтяной компоненты и невысоким фоновым содержанием конденсата – обычно не более 150 г/м³ в нижнем мелу, в отдельных среднеюрских залежах – до 250 г/м³, в АТ – до 350 г/м³).

Таблица 3

**Распределение месторождений УВ Западной Сибири (суша)
по типу/фазовому состоянию (данные на 01.01.2012 г.)**

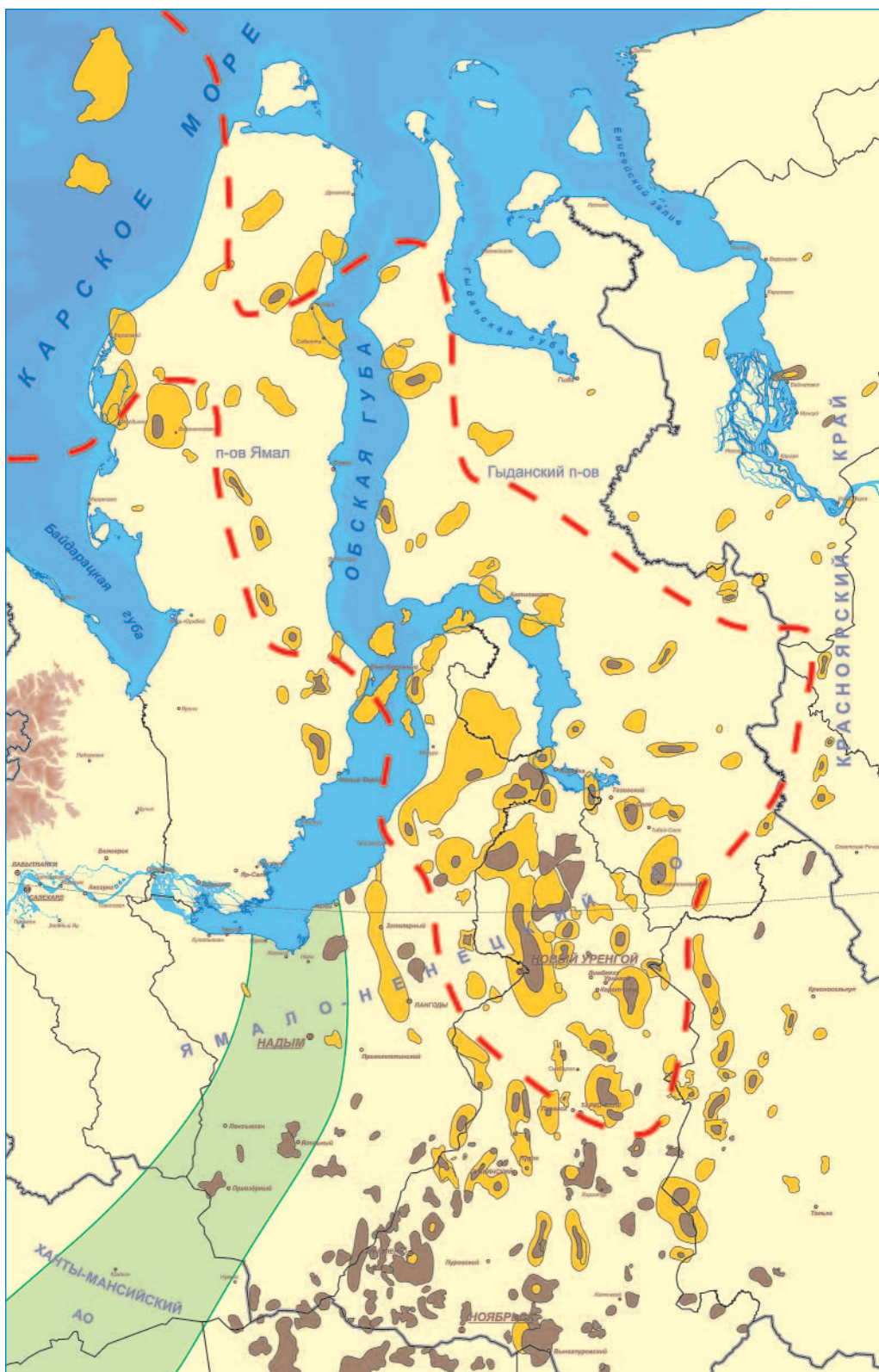
Регион Западной Сибири	Месторождение УВ						Общее кол-во месторождений
	Г	ГК	ГН	НГ	НГК	Н	
ЯНАО	24	46	10	3	71	80	234
ХМАО (оценка)	19	3	16	–	22	422	482
Тюменская обл. (юг)	–	2	–	–	–	35	37
Новосибирская обл.	–	1	–	–	–	7	8
Омская обл.	–	1	–	–	–	2	3
Томская обл.	–	7	–	–	16	92	115
Свердловская обл.	2	–	1	–	–	2	5
Красноярский край (западный берег р. Енисей)	6	2	2	–	2	–	12
Всего месторождений по типу/фазовому состоянию	51	62	29	3	111	640	896

Примечание: обозначение типа месторождений аналогично обозначениям залежей (см. табл. 1).

Таблица 4

Распределение месторождений УВ северных районов Западной Сибири по типу/фазовому состоянию (данные на 01.01.2013 г.)

Регион Западной Сибири	Месторождение УВ						Общее кол-во месторождений
	Г	ГК	ГН	НГ	НГК	Н	
ЯНАО (суша), том числе:	24	46	10	3	71	80	234
НПТР	6	31	10	2	61	80	190
п-ов Ямал	8	10	–	–	8	–	26
п-ов Гыдан	8	2	–	–	2	–	12
Шельф Карского моря	2	4	–	–	–	–	6



- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> зона вероятного распространения скоплений сланцевого газа в низах юрской заглинизированной толщи ареал распространения газа плотных низкопроницаемых коллекторов в породах юры (от гор. Ю₂ и ниже), триаса и палеозоя | <ul style="list-style-type: none"> Месторождения газовые и газоконденсатные нефтяные |
|--|--|

Обзорная схема месторождений ЯНАО и предполагаемые ареалы распространения нетрадиционных ресурсов газа

За все годы промышленной разработки из месторождений ЗСМП было добыто 11,5 млрд т нефти (Сургутский, Вартовский, Салымский и другие районы) и 16,5 трлн м³ свободного газа (преимущественно в НПТР), а суммарных УВ – почти 30 млрд т у.т. Текущие запасы газа составляют 32,8 трлн м³, нефти – более 11 млрд т. За шесть десятилетий поисков и разведки месторождений в пределах мегапровинции начальные открытые геологические запасы УВ составили около 160 млрд т у.т., в том числе извлекаемые – более 90 млрд т у.т., а также суммарные запасы северных и арктических областей (ЯНАО, ЕХМП, шельф) – 69 млрд т у.т.

Газ и нефть в пределах мегапровинции пространственно сегрегированы: основные запасы нефти сосредоточены в СП и Красноленинском районе Фроловской НГО, свободного газа – в НПТР и арктических областях. Это сказывается и на ежегодной добыче: газа – 550–560 млрд м³ (ЯНАО), нефти – около 300 млн т, в том числе на севере – всего 22–25 млн т (2011–2013 гг.).

Геостатистика гигантских газосодержащих месторождений широко отражена в работах [6, 21, 22]. Рассмотрим также имеющиеся данные по нефтесодержащим месторождениям и проведем некоторое сопоставление.

В ХМАО открыто 29 гигантских нефтесодержащих месторождений (крупнее 300 млн т) с суммарными начальными запасами нефти 37 млрд т (геол.), в том числе три уникальных, три сверхгигантских, 23 гигантских. Месторождением-лидером среди них является Самотлорское, наиболее крупная залежь которого (горизонт БВ₈¹⁻³) содержит 1,3 млрд т начальных запасов нефти. В северных областях Западной Сибири открыто 28 гигантских газосодержащих месторождений с начальными запасами 42,9 трлн м³, в том числе четыре уникальных, три сверхгигантских, 21 гигантское. Прослеживается сопоставимость важнейших параметров газо- и нефтесодержащих месторождений УВ, однако месторождением-лидером в мегапровинции является все же газосодержащее Уренгойское НГКМ – 13,5 млрд т у.т. (более 80 % – свободный газ). На севере ЗСМП открыто 43 гигантских месторождения, запасы УВ каждого из которых превышают 300 млн т у.т., с суммарными запасами газа и жидких УВ 56 млрд т у.т. (запасы нефти составляют менее 20 % в общем объеме). Здесь также известно всего шесть месторождений с преобладанием геологических

запасов нефти, из них только одно – Новопортовское – на п-ове Ямал, остальные – в НПТР и Нижне-Мессояхском районе. Следует отметить, что среди северных месторождений-гигантов девять относятся к газовым и газоконденсатным, 34 – к смешанным (НГК/ГКН/НГ), нет ни одного чисто нефтяного. И, наоборот, среди 25 нефтесодержащих месторождений с единичными запасами более 500 млрд т (геол.) в целом по мегапровинции только четыре расположены в северных областях, 21 – в ХМАО и Томской обл. В Вынгапурской зоне нефтеносный Центр (СП) «встречается» с газоносным Севером мегапровинции. Одноименное месторождение по запасам газа относится к гигантским, по геологическим запасам нефти – к крупнейшим (начальные запасы УВ – более 600 млн т у.т.).

Крайне трудно оценить общее число открытых единичных скоплений – залежей УВ. В целом для Западной Сибири эта величина явно составляет не менее 6,0–6,5 тыс. В ЯНАО открыто и разведано ~3000 залежей (по данным А.М. Брехунцова и др., 2013 г.), в том числе 1300 газовых и газоконденсатных, 1310 нефтяных, остальные – смешанные. Самое крупное скопление газа – Уренгойская пластово-массивная залежь в кровле сеномана (7,5 трлн м³), превышающая по геологическим запасам крупнейшую залежь нефти Самотлора более, чем в 5 раз. На шельфе Карского моря нефтесодержащие залежи пока не обнаружены. Исключение составляет пограничное (суша/море) Юрхаровское НГКМ на крайнем юге Тазовской губы.

К продуктивным (газо- и нефтемещающим) доминантным комплексам на севере ЗСМП относятся:

- 1) газовые доминант-комплексы:
 - турон-сенонский – в центральной субмеридиональной зоне Пур-Тазовской НГО;
 - сеноманский – в центрально-северных районах НПТР;
 - аптский – в Ямальской и Карской НГО;
 - неокомский – в Гыданской и Усть-Енисейской НГО;
 - ачимовский – в центральной части НПТР;
- 2) нефтяные доминант-комплексы:
 - сеноманский – в Пур-Тазовской НГО и Нижне-Мессояхском районе;
 - неокомский – в Надым-Пурской НГО;
 - ачимовский – на северо-востоке Надым-Пурской НГО;
 - юрский – на юге Пур-Тазовской НГО.

В центральных районах мегапровинции (СП) нефтяным доминант-комплексом является неокомский, в западных – ниже-среднеюрский и нефтегазоносный комплекс зоны контакта (НГЗК), в юго-восточных и южных – верхнеюрский [1, 6, 23].

Структура начальных запасов свободного газа севера мегапровинции (суша и шельф) приведена в табл. 5, согласно данным которой в альб-сеноман-туронском комплексе сосредоточено 31,2 трлн м³ разведанных и 32,5 трлн м³ открытых запасов газа (66,2 и 57,8 % от суммарных соответственно).

Начальные запасы газа центральных и юго-восточных областей ЗСМП сравнительно невелики (менее 2 трлн м³) и составляют первые проценты от суммарных запасов УВ мегапровинции – здесь резко преобладает нефть.

Таким образом, полностью подтвердился прогноз экспертов ВНИИГАЗа и ВНИГРИ 1970-х гг. [1, 16]: чем дальше на север от Среднего Приобья, тем меньше доля нефти, вплоть до полного исчезновения нефтяной фазы в Южно-Карской НГО. Хотя ряд исследователей (И.И. Нестеров, Н.Я. Кунин и др.) ожидали обнаружения гигантских нефтяных скоплений в арктических областях, причем не только на суше (на п-овах Ямал и Гыдан), но и на шельфе. Фактически установленное пространственное соотношение было предрешено генетическими причинами [6, 11, 12, 21, 24, 25].

Начальные запасы газа неоком-аптского комплекса составляют 17,1 трлн м³ (почти в два раза меньше, чем в верхнем комплексе), в АТ – 3,9 трлн м³, в юрском НГК – 2,6 трлн м³.

В ХМАО и других более южных областях мегапровинции максимально нефтеносен сравнительно узкий стратиграфический диапазон – от нижнего апта ниже алымской глинистой покрывки (горизонты АВ₁–АВ₄ и АС₄–АС₁₁ на Вартовском и Сургутском сводах) до низов неокома (горизонты БВ/БС₁₀₋₁₆), АТ и верхней части юрского комплекса (горизонты Ю₁–СГ, келловей-оксфорда и Ю₂–Ю₄ тюменской свиты средней юры). Залежи свободного газа с относительно небольшими запасами открыты в сеномане и неоком-апте преимущественно в СП – на Самотлорском, Ван-Еганском, Федоровском и некоторых других месторождениях, а также в средне-верхнеюрской толще Васюганского и Пудинского сводов в Томской обл.

В структуре УВП Западной Сибири начальные разведанные запасы составляют около 75 %, что свидетельствует о хорошей разведанности выявленной части ресурсов, особенно свободного газа (84 %), при этом геологические запасы газа более чем в два раза превышают извлекаемые запасы нефти, что однозначно указывает на газ как главенствующий в промышленном отношении вид УВ-сырья мегапровинции.

Весьма характерной нефтегазогеологической особенностью ЗСМП является практически полное УВ-насыщение всей проницаемой части разреза ряда месторождений (в их сводовых частях) от кровли сеномана/альба до низов юры и НГЗК в западных областях: в Краснolenинской зоне нефтенакопления, на севере Западно-Надымского района (Лензитское НМ) и п-ове Ямал (Бованенковское ГКМ),

Таблица 5

Структура запасов свободного газа северных областей Западной Сибири (суша), трлн м³ (по данным Государственного баланса на 01.01.2013 г.)

Литолого-стратиграфические нефтегазоносные комплексы	Накопленная добыча	Категория запасов		Сумма открытых запасов
		A + B + C ₁	C ₂	
Туронский	0	1,2	0,3	1,5
Сеноманский	14,4	13,6	0,7	28,7
Нижнемеловой, в том числе:	1,5	15,7	6,1	23,3
• альбский	0,01	2,0	0,3	2,3
• аптский	0,05	4,8	1,6	6,5
• неокомский	1,4	6,7	2,5	10,6
• ачимовская толща	0,04	2,2	1,7	3,9
Юрский, в том числе:	0,01	0,7	2,0	2,7
• верхнеюрский	0,01	0,2	0,6	0,8
• среднеюрский	0	0,4	1,1	1,5
• нижеюрский	0	0,1	0,3	0,4
Палеозойский и юрский	0	0,03	0,02	0,05
Итого	15,9	31,2	9,1	56,2

что связано с повышенной глинизацией нижне-меловой и юрской толщ. При движении на восток по мере увеличения общей песчаности и ухудшения свойств покрышек общая нефтегазовая насыщенность разреза снижается до 70–80 % в центральных районах (Сургутском, Пурпейском, Уренгойском) до 40–30 % и менее на востоке СП и западе Пур-Тазовской НГО. В восточных районах постепенно снижается и полностью «затухает» продуктивность меловых комплексов (скопления УВ исчезают сначала из сеномана, далее из неокома и АТ). Снижается и общая продуктивность юры вплоть до нуля в окраинных зонах ЗСОМБ. В породах триаса и «коренного» палеозоя известно три месторождения УВ, в том числе крупнейшее по запасам Рогожниковское НМ. В НГЗК обнаружено большое число небольших по геологическим запасам (единицы и первые десятки млн т у.т.) скоплений УВ на юго-востоке, западе и северо-западе мегабассейна.

Анализом закономерностей и особенностей изменения состава и свойств УВ флюидов в залежах ЗСМП занимались многие исследователи [1, 3, 12, 14, 22, 23, 26–28]. Согласно полученным данным среди свободных газов преобладают метановые на малых глубинах (500–2000 м) и этансодержащие – на средних и больших (тяжелых УВ-газов от 3 до 12–15 %, редко более). Аналогично изменяется содержание конденсата – от 0,2 до 400 г/м³ (обычно 100–250 г/м³); кислых и инертных газовых компонентов немного (1–3 %, редко более); сероводород отсутствует; отмечены следы гелия и водорода.

Большое разнообразие наблюдается среди нефтей. Плотность и содержание смол и асфальтенов с глубиной снижаются от 0,94 до 0,78 г/см³ и от 20 и более до 3–5 % соответственно; содержание твердых алкановых углеводородов (парафина (П)) увеличивается с глубиной и стратиграфической приуроченностью залежей от 0,3–0,5 до 3–4 %, далее незакономерно (в зависимости от генетических условий). Содержание серы изменяется от 0,05–0,30 до 1,8–2,0 %, редко более. Высокосернистые нефти (с содержанием серы более 3 %) не обнаружены.

В неморских терригенных сероцветных толщах ЗСМП локализованы скопления нефтей разной плотности, малосернистых и практически бессернистых (содержание серы – от 0,4–0,3

до 0,05 %), но с различным содержанием П, как правило, малосмолистых и безасфальтеновых. В Сургутском, Салымском, Вартовском районах в неокоме и верхней юре (морские толщи) залегают сернистые смолисто-асфальтеновые нефти. В ареале Красноленинской зоны накопления распространены малосернистые нефти со средним содержанием парафина (3,5–5,0 %). Самое большое разнообразие нефтей (по составу и свойствам) наблюдается в юрском НГК, где часто в сближенных горизонтах на одних и тех же месторождениях встречаются геохимически противоположные нефти (в горизонтах Ю₁, Ю₂ и Ю₃): Прирахтовское и Тайтымское НМ на юге, в ареале Сургутского свода и др. – сернистые малопарафиновые, и наоборот, высокопарафиновые, но бессернистые. В частности, в Салымском районе неокотские, баженовские (горизонт Ю₀) и среднеюрские (горизонт Ю_{2,3}) нефти существенно отличаются по всем параметрам.

В целом от центра мегабассейна (СП) на юго-восток и особенно на север существенно увеличивается содержание П (до 12–18 % и более) в нефтях как неокома, так и юры и НГЗК, вплоть до высоко- и ультрапарафиновых нефтей [1, 11, 12, 20]. Характерные примеры по изменению состава нефтей приведены в табл. 6 и 7.

Данные по составу нефтей и газов различных областей и комплексов пород свидетельствуют о том, что в большинстве случаев современные залежи УВ сингенетичны вмещающим толщам и избежали смешения из генетически различных источников, т.е. преобладала латеральная миграция нефти и газа.

Проблемам изучения онтогенеза УВ в осадочном чехле ЗСОМБ посвящено большое количество работ [1, 3, 4, 9, 10, 12, 14, 16, 19, 23, 27, 29–32 и др.], однако многие опубликованные результаты и выводы до сих пор носят дискуссионный характер. Это касается всех звеньев онтогенетической цепи событий и явлений (процессов) – генерации, миграции, аккумуляции и консервации УВ, эволюции, частичного (редко полного) разрушения их скоплений, поисков «генетических корней» нефти и особенно газа конкретных залежей.

В этой связи необходимо особо подчеркнуть, что (практически) весь объем осадочной мегалинзы ЗСП, сложенной сероцветными терригенными породами, с содержанием органического вещества (ОВ) от 0,5–0,7 до 50–90 %

Таблица 6
Физико-химические свойства и состав нефтей наиболее характерных месторождений Западной Сибири

Административная область	Нефтегазоносная область	Месторождение	Продуктивный горизонт (заเลжь, возраст пород)	Плотность, г/см ³	Содержание в нефти, % масс.				Принадлежность к фациально-генетической группе нефтей	
					парафин	сера	смолы	асфальтены		
ХМАО	Среднеобская	Ван-Еганское	ПК ₁₋₆ (сеноман)	0,938	0,04	1,04	14,9	4,1	СГСм	
										Томенская обл./ЯНАО
ХМАО	Фроловская	Ем-Егловское	ВК ₁ (нижний альб)	0,862	4,2	0,4	7,2	1,2	СК	
Тюменская обл./ХМАО	Среднеобская	Сосинско-Советское	АВ ₁ (нижний апт)	0,852	2,3	1,0	10,8	0,9	СМ	
			БВ ₈ (валанжин)	0,851	2,2	0,9	6,8	0,8	СМ	
			БС ₁₀ (валанжин)	0,877	3,4	1,2	8,3	2,1	СМ	
			ТП ₁₆ (неоком)	0,853	19,4	0,07	2,6	0,4	ГК	
			БП ₁₀ (валанжин)	0,845	9,7	0,16	2,4	0,1	ГК	
			БТ _{6,8} (неоком)	0,847	18,3	0,13	2,7	Следы	ГК	
			БТ ₁₀ (неоком)	0,878	4,7	0,19	0,47	0,04	ГК	
			Новопортовская НП _{2,3} (валанжин)	0,843–0,865	4,80–8,71	0,03–0,16	2,26–3,01	0,01–0,20	ГД	
			Ю ₀ (верхняя юра, баженовская свита)	0,842	4,0	0,33	3,7	0,6	СМ	
			Ю ₁ (верхняя юра)	0,840	4,9	0,14	3,0	0,2	ГСМ	
ХМАО	Среднеобская	Северо-Хохряковское	Ю ₁ (верхняя юра)	0,852	17,0	0,15	6,7	0,8	ГК	
			Ю _{2,3} (средняя юра)	0,838	4,9	0,26	3,4	0,3	СГК(О)	
			АЧ _{3,4}	0,824	3,11–8,60	0,14–0,20	1,78	Следы	СГМ	
			Ю ₂	0,824	6,0–7,0	0,08	1,66	0,3	СГК	
			Ю ₂ (средняя юра)	0,820	13,8	0,12	2,0	0,1	ГК	
			Ю ₂ (средняя юра)	0,807	3,6	0,03	0,6	Следы	СГК(ГТ)	
			Тюменская Ю ₂₋₆ (средняя юра)	0,832–0,871	5,43–11,74	0,02–0,21	2,0–5,73	0,07–1,06	ГК	
			Новопортовское							
			Новопортовское							

Примечание: фациально-генетические группы нефтей: ГК – гумусово-дельтовая; ГСМ – гумусово-сапропелево-морская; ГД – гумусово-континентальная; ГСМ – сапропелево-гумусовая континентальная (озерная); СГК – сапропелево-гумусовая континентальная (морская); СГК(О) – сапропелево-гумусовая континентальная (озерная); СГК(ГТ) – сапропелево-гумусовая трансформированная; СГМ – сапропелево-гумусовая морская; СГСм – сапропелево-гумусовая смешанная.

Таблица 7

**Изменение состава и физико-химических свойств нефти в вертикально-катагенетическом ряду залежей Федоровского месторождения Западной Сибири
(по данным ПГО «Обънефтегазгеология»)**

Возраст продуктивного пласта	Средняя глубина, м	Пластовая температура, °С	Нефть			
			плотность, г/см ³	содержание, %		
				сера	парафин	смолы + асфальтены
Неоком						
АС ₄	1880*	57	0,913	1,13	3,06	11,46
АС ₅₋₈	1880	57	0,913	1,3	0,8	46,5
АС _{6/1}	1900	57	0,913	1,3	0,8	46,5
АС ₇₋₈	1900	57	0,913	1,1	2,7	11,0
АС ₉	1940	56	0,9	1,1	2,8	11,0
БС ₁	2020	61	0,893	1,9	3,8	14,6
БС ₂	2058	59	0,887	1,8	3,1	13,6
БС _{10/1}	2244	66	0,881	1,7	3,5	11,0
БС ₁₀	2293	66	0,845**	1,0	3,8	7,6
Ачимовская толща						
БС ₁₆	2520–2595	71	0,846	1,3	3,5	10,2
БС ₁₇	2535	71	0,882	1,3	–	–
БС ₁₈	2552	71	0,882	1,3	3,5	10,2
БС ₁₉	2616	71	0,882	1,3	3,5	10,2
Верхняя юра						
ЮС ₁	2795–2808	79	0,848	1,23	2,0	6,7
ЮС ₁	2715–2760	79	0,848	1,67	2,0	6,7
ЮС _{1/1} (Тойлорская площадь)	2720–2760	79	0,848	1,67	2,0	6,7
ЮС _{1/2}	2752	84	0,846	1,43	1,9	7,41
Средняя юра						
ЮС _{2/1}	2715–2900	80	0,869	1,45	3,0	11,9
ЮС ₃ (Восточно-Моховая площадь)	2800–2950	81	0,869	1,45	3,0	11,9

Примечание: * возможно смешение нефтей – перетоки снизу; ** крупнейшая залежь (50 % от общих запасов месторождения).

(рассеянного и концентрированного) следует отнести к производящему газ и битумоиды в диапазоне от сеномана до триаса (кроме узкой полосы вблизи линии выклинивания нижнемеловых и юрских пород на окраинах мегабассейна).

Рассмотрим главные продуцирующие (нефтегазоматеринские) толщи в разрезе осадочного чехла ЗСМП.

Битумогенерирующие толщи (в интервале показателя отражения витринита (R^0) от 0,45 до 1,25 %, градации катагенеза ПК₃¹ – МК₃², по шкале Н.Б. Вассоевича):

- отдельные глинистые прослои в низах неокома;
- баженовская свита (30–70 м) волжского возраста в Среднем Приобье, на юго-востоке и в южных районах НПТР;

- абалакская и васюганская свиты и их аналоги (келловей-оксфорд) центральных областей и северо-востока провинции;

- тюменская свита Фроловской, Среднеобской, Васюганской, Надым-Пурской НГО.

Газопродуцирующие толщи (в диа-, прото-, мезо- и апокатагенезе, R^0 – от 0,30 до 2,40 %):

- покурская субугленосная свита и ее аналоги северных областей;
- танопчинская угленосная свита арктических областей (суша и шельф);
- тюменская угленосная/субугленосная свита и ее аналоги юго-восточных, центрально-северных и арктических областей ЗСМП.

Основываясь на результатах изучения условий формирования УВС в юрских и меловых комплексах пород всех областей и райо-

нов мегапровинции, полученных автором статьи совместно с В.И. Ермаковым, В.Н. Ростовцевым, Н.Н. Соловьевым, Л.В. Строгановым и другими с 1974 г. по настоящее время [1, 3, 12, 16, 17, 20, 21 и др.], сделаны следующие выводы. По сути, все параметры нефтегазоносности провинций, областей, районов и зон, отдельных месторождений определяются и контролируются условиями их формирования, эволюции и сохранности/разрушения в течение длительных отрезков геологического времени и особенно в новейший период «глобального неотектогенеза», т.е. онтогенезом УВ [16, 17]. Для большинства областей ЗСМП и важнейших осадочных толщ были рассчитаны объемы и массы газо- и битумогенерации, изучено распределение органических подвижных соединений в ходе первичной и вторичной миграции, масштабы УВ-накопления в ловушках и эволюционно-ремиграционные потери нефти и свободного газа в локальных зонах расконсервации недр [1, 11, 12, 17]. Установлены взаимодействие и взаимовлияние геологических (первичных) и генетических факторов, специфика их проявления в конкретных областях и осадочно-продуктивных комплексах (структурно-литолого-флюидальных системах). Примеры «расшифровки» такого влияния приведены в табл. 8.

По сравнению с другими молодыми плитами Северной Евразии и древними платформами потери УВ в течение эволюции их скопления и в новейший период в недрах ЗСП оказались относительно невелики (масштабы разрушений УВ-скоплений проанализированы в работах [9, 12, 16, 17]). В Томской обл. есть примеры почти полного разрушения юрских залежей с перетоком УВ по разломам в толщу нижнего мела и значительным рассеиванием (мелкие остаточные нефтяные залежи, нефтепроявления): Черемшанская площадь, Средне-Васюганское, Южно-Мыльджинское, Верхне-Салатское, Вахское и другие месторождения. На севере мегапровинции существенно дегазированы Русское, Северо-Комсомольское, Новопортовское, Нейтинское, Западно- и Восточно-Мессояхское и другие месторождения. Вместе с тем общие потери свободного газа из залежей в течение неоген-четвертичного времени оказались невелики – менее 10 % от современных запасов и прогнозных ресурсов [12, 17]. Более того, в преимущественно газоносных областях общая дегазация недр и уход газа из ловушек способствовали вторичному нефтенакоплению [1, 12, 17].

Вопросам оценки остаточных перспектив нефтегазоносности ЗСМП посвящено много работ [3, 13, 17, 22, 25, 28, 33–36 и др.].

Таблица 8

Влияние геологических (первичных) и генетических факторов на формирование, эволюцию и современное размещение залежей углеводородов в породах осадочного чехла северных районов Западной Сибири

Нефтегазопродуктивный комплекс / подкомплекс	Факторы						
	тектонический		литологический	геохимический	геотермокатагенетический	гидрогеологический	эволюционно-динамический (динамика погружения, современные глубины и др.)
	Тп	Тд					
Турон-сенонский	++	+++	+++	~	~	~	~
Сеноманский	+++	++	++	~	~	++	+
Альбский	+++	+++	+++	~	~	++	+
Аптский	+++	+++	+++	++	+	+	+
Неокомский (верхняя часть)	++	++	++	++	++	+	+
Неокомский (нижняя часть)	++	+	+++	+	++	~	++
Ачимовская толща	+	++	+++	+	++	~	~
Верхнеюрский (Ю, СГ)	+++	+++	+++	+++	++	+	++
Среднеюрский	++	+++	+++	+++	+++	~	++
Нижнеюрский	++	++	++	++	+++	~	+
НГЗК	+	++	+++	~	++	~	~

Примечание: степень влияния: +++ решающая; ++ средняя; + пониженная; ~ неопределенная.

В ближайшие годы предстоит решить широкий спектр задач по нефтегазовой геологии Западной Сибири, к основным из которых следует отнести:

- определение реальных объемов и структуры начальных потенциальных и неоткрытых ресурсов УВ;
- выявление эффективных направлений дальнейших поисков и разведки новых месторождений свободного газа и нефти для перевода перспективных и прогнозных ресурсов УВ в разведанные запасы;
- обоснование направлений новых ПРП;
- прогнозирование объемов приростов запасов промышленных категорий В + С₁, в том числе на суше и в Южно-Карской области.

Согласно официальной оценке начальных потенциальных ресурсов (НПР) свободного газа северных областей ЯНАО (суша), на 01.01.1993 г. их объем составлял 94,7 трлн м³, на 01.01.2002 г. – 96,7 трлн м³, по всей Тюменской обл. – около 102 трлн м³, по всей ЗСМП – 136,0 трлн м³ (суша + шельф). На 01.01.2009 г. ресурсы свободного газа (суша) мегапровинции были официально приняты в объеме 116,3 трлн м³ (с учетом ЕХМП), по северу – суммарно по суше ЯНАО и шельфу (Южно-Карская НГО) – 147,3 трлн м³ (98,8 и 48,5 трлн м³ соответственно). Таким образом, на долю центральных, южных и северо-восточных хорошо изученных областей мегапровинции приходится 17,5 трлн м³ ресурсов при начальных запасах менее 3 трлн м³. Эта цифра представляется чрезмерно завышенной, учитывая общую изученность этих областей (75–80 %). Спекулятивно завышенной (не менее чем на 55–59 трлн м³) следует считать официальную оценку НПР газа всей мегапровинции – 164,8 трлн м³ (особенно ресурсов недр акватории Карского моря). Согласно расчетам автора статьи и Т.В. Гудымовой, проведенным по двум независимым методам – геологическому и геолого-математическому, реальная величина газового потенциала (ГП) мегапровинции оценивается в 106/103–109 трлн м³, в том числе 80,0–82,0 трлн м³ приходится на сушу и 24,0–26,0 трлн м³ – на шельф (с губами и заливами) [6, 25, 28, 34]. Следовательно, неоткрытые ресурсы газа суши и шельфа мегапровинции сопоставимы и составляют 22,0–24,0 и 21,6–23,6 трлн м³ соответственно. Также следует отметить, что в силу ряда геологических и генетических причин [2, 20] суммарный

объем ресурсов газа Южно-Карской области и Обской губы не может существенно превышать ресурсы газа Ямальской области (суша), реальная оценка которых составляет 20–22 трлн м³.

Оценка НПР нефти ЗСМП является более сложной задачей. По состоянию на 01.01.2002 г. они официально оценивались более чем в 180/60 млрд т (геол./извлеч.). В 2009–2012 гг. показатели были несколько снижены, однако не настолько, чтобы соответствовать современной геологической и буровой изученности (до 80 % и более) преимущественно нефтеносных областей (СП и др.) при отношении величин начальных запасов/ресурсов менее 0,53. По расчетам автора, НПР нефти мегапровинции составляют 43–45 млрд т (извлеч.), т.е. до 120 млрд т (геол.). Соответственно, *реально* можно прирастить в ходе ПРП еще до 11–12 млрд т новых разведанных запасов по всей территории ЗСМП (низы неокома и юра) и на шельфе Карского моря (преимущественно в неокомских горизонтах).

Таким образом, подтверждаемый (через геологоразведку) УВ-потенциал мегабассейна (начальные традиционные геологические ресурсы) может быть оценен интервально в 240–250 (до 260) млрд т у.т. по всем видам УВ, а неоткрытая часть ресурсов – в 80–85 млрд т у.т. (преобладает свободный газ).

Несмотря на высокую буровую изученность осадочного чехла мегабассейна в целом, возможности для открытия многих десятков средних по запасам и большого числа мелких нефтяных месторождений, а также новых залежей на известных месторождениях далеко не исчерпаны в СП, Предуралье и Томской обл., смешанных (типа НГК/ГКН) – в Надым-Тазовском междуречье.

Основные неоткрытые ресурсы газа сосредоточены в апте, неокоме и средней юре арктических областей мегапровинции, включая Карское море. На сегодняшний день прогнозируется открытие трех-четырёх сверхгигантских газосодержащих месторождений на шельфе (более 1 трлн м³), 22–25 крупнейших и гигантских (0,1–1,0 трлн м³), 70–80 крупных (30–100 млрд м³), многих сотен средних (одни и многозалежных), первых тысяч мелких и мельчайших (0,1–3,0 млрд м³, геол.; как правило, однозалежных). Общее число месторождений УВ в пределах ЗСМП, которые могут быть открыты за 100 лет ведения ПРП (к 2053 г.), оценивается автором в 4300–4500 (за счет мельчайших месторождений – до 5000).

В окраинных районах ЗСОМБ (западнее и восточнее НПТР) ожидается открытие преимущественно средних и малых по геологическим запасам месторождений типа Н/НГК–ГКН в Обь-Надымском междуречье и ГК/Г (ГКН) на востоке Пур-Тазовской НГО (юра, НГЗК, вероятно, доюрский комплекс).

До 2040 г. общий прирост новых запасов газа оценивается в 32–34 трлн м³ (табл. 9). Оценка приростов новых разведанных запасов нефти в ЗСМП составляет 8–9 млрд т. Таким образом, к началу шестого десятилетия XXI в. практически все традиционные ресурсы УВ (до 90–93 %) будут освоены и переведены в начальные запасы, в том числе и в накопленную добычу. Это повлечет за собой масштабное промышленное освоение нетрадиционных ресурсов нефти (после 2020 и до 2060 г.) и газа (после 2035 и, вероятно, до 2070 г. и далее).

На основании изложенных результатов геологического изучения ЗСОМБ и данных по нефтегазонасности ЗСМП можно сделать следующие выводы.

Западно-Сибирская нефтегазонасная мегапровинция, приуроченная к одноименной молодой плите, уникальна по разведанным запасам и неоткрытым (предполагаемым) – перспективным и прогнозным – ресурсам газа и кон-

денсата и имеет важнейшее значение в мировой структуре запасов и ресурсов нефти. В недрах северной части мегапровинции сформировался крупнейший в мире узел газонакопления в терригенных толщах, ограниченный трендом месторождений Медвежье – Ямбургское – Заполярное – Губкинское – Ямсовейское, центр которого – месторождение Большой Уренгой. Арктические районы мегапровинции изучены недостаточно, особенно по средним и нижним горизонтам осадочного чехла.

Современная сейсмобуровая изученность осадочного чехла оценивается по Ямальской НГО на уровне 55–60 %, Гыданской – 30–35 %, Карского моря (включая губы и заливы) – менее 5 %. Слабоизучены средние и нижние горизонты неокома на п-ове Гыдан и в шельфовых зонах, весь юрский продуктивный комплекс повсеместно, особенно нижние и базальные горизонты юры и НГЗК (в СП, НПТР, арктических областях суши).

Наиболее выдающаяся генетическая (генерационная) роль в объеме осадочного чехла мегапровинции принадлежит углям нижнего мела (готерив-альб) и средней юры (в региональном плане) и битуминозной глинисто-кремнисто-сапропелевой баженовской свите верхней юры, на долю которых, по оценке автора, приходится

Таблица 9

Прогноз реальных приростов разведанных запасов газа в ЗСМП за счет ПРР с учетом современной изученности и остаточных перспектив газонасности осадочного чехла и зоны контакта (2015–2040 гг.)

Регион Западной Сибири	Прирост запасов кат. А + В + С ₁ , трлн м ³ (наиболее перспективные комплексы)
Томская обл.	0,18–0,20 (юра, НГЗК)
ХМАО + юг Тюменской обл.	0,82–0,90 (юра, НГЗК)
Междуречье р. Обь и Енисей	5,6–5,8 (низы неокома, АТ, юра, НГЗК)
п-ов Ямал	3,2–3,5 (неоком, юра, НГЗК)
п-ов Гыдан	4,2–4,4 (неоком-апт)
ЕХМП	1,5–2,0 (неоком, верхняя и средняя юра)
Итого (суша)	15,5–16,8
Обская и Тазовская губы	2,2–2,5 (нижний мел)
Открытый шельф Карского моря	14,3–14,7 (нижний мел, средняя юра по окраинам)
Итого (шельф)	16,5–17,2
Всего	32,0–34,0

Примечание: по авторской оценке, неоткрытые традиционные ресурсы газа ЗСМП составляют 45,0–47,0 трлн м³.

более 50 % свободного газа и не менее 60 % нефти в современных залежах. Генетические условия в нижнемеловых и юрских толщах севера мегапровинции обусловили формирование и сохранность преимущественно газосодержащих скоплений, вследствие чего газовый потенциал осадочного чехла превосходит нефтяной, что и подтверждается современным размещением УВ-скоплений и соотношением между запасами газа и жидких УВ в открытых месторождениях. Будущие открытия вряд ли существенно изменят соотношение газа и нефти в начальных запасах северных и особенно арктических областей ЗСМП.

К 2014 г. в пределах ЗСМП, включая Енисей-Хатангский мегапрогиб, открыто более 900 месторождений УВ, различных по величине (по геологическим запасам) и фазовому состоянию. Начиная с 2001 г. ежегодно открываются 7–10 новых месторождений. При сохранении подобных темпов общее число месторождений превысит 1000 к 2022–2023 гг.

За 60 лет изучения геологического строения недр мегабассейна и освоения УВП мегапровинции его выявленная часть (начальные геологические запасы, включая категорию C_2) достигли 160 млрд т у.т. (газ + жидкие УВ). По данным автора, традиционные НПП УВ оцениваются в 250/240–260 млрд т у.т. Таким образом, с вероятностью не менее 80 % в предстоящие десятилетия XXI в. реально прирастить еще 70–75 млрд т у.т. разведанных геологических запасов УВ, однако только при существенном увеличении объемов ПРР на суше мегапровинции (на шельфе еще не одно десятилетие значительные приросты запасов будут происходить при относительно малых физических объемах глубокого бурения).

Осадочный чехол северных и арктических областей Западной Сибири обладает колоссальным УВ-потенциалом (в первую очередь за счет его газовой компоненты), обусловленным развитием огромных масс ОВ (как рассеянного, преимущественно гумусового и лейптинито-гумусового состава, так и концентрированного, в виде углей и углистых сланцев). Потенциальные геологические ресурсы Ямальской, Гыданской и Южно-Карской НГО, согласно оценке 2010 г. (совместно с экспертами ОАО «СибНАЦ»), превышают 60 млрд т у.т. (82–85 % – свободный газ). Геологические ресурсы в плотных низкопроницаемых газонасыщенных коллекторах (в интервале глубин от

3,3–3,5 до 5,5–6,0 км) сопоставимы с традиционными газовыми ресурсами. Их промышленное освоение в НППР станет целесообразным после 2025 г.

В конечном счете суммарный прирост разведанных запасов категорий $B + C_1$ в средней перспективе (к 2030 г.) по Ямальской, Гыданской (суша) и Южно-Карской (шельф) НГО оценивается в 17,5 трлн m^3 газа и до 2,5 млрд т нефти и конденсата (всеми компаниями-операторами). В отдаленной перспективе после 2030 г. достигнутый уровень добычи газа по арктическим месторождениям (до 450 млрд m^3 /год) будет поддерживаться за счет месторождений-спутников, вновь открываемых на суше, и морских месторождений на шельфе Карского моря (меловые продуктивные горизонты).

Арктические области Западной Сибири (Ямал, Гыдан, шельф Карского моря) составляют стратегический резерв развития минерально-сырьевой базы (МСБ) и добычи природного газа России. Изучение и освоение углеводородного и прежде всего газового потенциала недр этих областей будет активно продолжаться до 2050–2060 гг., а глубоких горизонтов – до последних десятилетий XXI в.

Промышленное освоение громадного углеводородного потенциала недр арктических областей ЗСМП – транснациональная задача, требующая объединения финансовых возможностей, использования новейших технических средств и инновационных технологий целого ряда крупнейших отечественных и зарубежных компаний-операторов и инвесторов.

Дальнейшее освоение Западной Сибири, развитие нефтегазовой отрасли этого региона и его стратегическая для России роль во многом зависят от проведения дальнейших ПРР с целью укрепления и расширения МСБ газо- и нефтедобычи (прежде всего в северных и арктических областях суши и шельфа Карского моря). Необходимой основой планирования и проведения ПРР в ближайшие десятилетия должен стать всесторонний анализ формирования и эволюции скоплений газа и нефти, результаты которого позволяют объяснить современную картину размещения уже открытых месторождений, уточнять качественный и количественный прогноз и предсказывать (с той или иной вероятностью) будущие открытия месторождений газа и нефти.

Таким образом, полный цикл масштабного изучения и освоения традиционных ресур-

сов углеводородов ЗСМП составит не менее 100 лет, а с учетом нетрадиционных ресурсов (газ и нефть в плотных коллекторах, сланцевые нефть и газ) – до полутора столетий (в XX–

XXI вв.). К 2100 г. накопленная добыча газа за счет всех источников УВ в недрах мегабассейна, вероятно, достигнет 60–70 трлн м³, нефти и конденсата – не менее 45–50 млрд т.

Список литературы

1. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
2. Запывалов Н.П. Западная Сибирь: некоторые исторические вехи и новые перспективы / Н.П. Запывалов // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1.
3. Карнаухова С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухова, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25. – (Серия «Вести газовой науки»).
4. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.И. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
5. Рудкевич М.Я. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М.Я. Рудкевич, В.С. Бочкарев, Е.М. Максимов и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 28. – 175 с.
6. Скоробогатов В.А. Общее и особенное в формировании газовых и нефтяных месторождений-гигантов / В.А. Скоробогатов // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 5–16. – (Серия «Вести газовой науки»).
7. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро и др. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
8. Бочкарев В.С. Основные результаты сверхглубокого бурения скважин (СГ-6 Тюменской и СГ-7 Ен-Яхинской) в Западной Сибири // В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, К.С. Иванов // Горные ведомости. – Тюмень, 2013. – № 12 (115). – С. 6–30.
9. Герман Е.В. Мезозойские нефтегазоносные комплексы и условия формирования месторождений нефти и газа в северных районах Западной Сибири / Е.В. Герман и др. // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР. – Л., 1985. – С. 112–119.
10. Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженновской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
11. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 261 с.
12. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
13. Сурков В.С. Прогноз крупных зон нефтегазоаккумуляции в ниже-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, Ф.Г. Гурари, О.Г. Жеро и др. // Советская геология. – 1990. – № 8. – С. 21–26.
14. Брехунцов А.М. Формирование и преобразование залежей нефти и газа в Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дещеня // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 45–46.
15. Астафьев Д.А. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири / Д.А. Астафьев, В.А. Скоробогатов, А.М. Радчикова // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 2–8.
16. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Мальшев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 400 с.
17. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обз. инф. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Серия «Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья»).
18. Иванова М.М. Промышленно-геологические особенности Русского газонефтяного месторождения / М.М. Иванова, И.С. Гутман, Е.П. Титуниин // Геология нефти и газа. – 1989. – № 8. – С. 15–19.

19. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скопленной газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
20. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
21. Скоробогатов В.А. Сравнительный анализ условий нефтегазоаккумуляции в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 43–52.
22. Скоробогатов В.А. Геоистатистика Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции / В.А. Скоробогатов, Н.Ю. Юферова, А.М. Радчикова // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – С. 48–59.
23. Скоробогатов В.А. Условия нефтенакпления в Красноленинской зоне (Западная Сибирь) / В.А. Скоробогатов // Советская геология. – 1984. – № 9. – С. 3–13.
24. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
25. Скоробогатов В.А. Проблемы изучения и освоения газового потенциала недр арктических областей Западно-Сибирского осадочного мегабассейна / В.А. Скоробогатов // Сб. научн. тр. ООО «ТюменНИИГипрогаз». – Тюмень: Флаг, 2011. – С. 100–103.
26. Дворецкий П.И. Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири: обз. инф. / П.И. Дворецкий и др. – М.: ИРЦ Газпром. – 2000. – (Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений»).
27. Немченко Н.Н. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири / Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская, М. Шоелл // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 45–56.
28. Скоробогатов В.А. Углеводородный потенциал недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна / В.А. Скоробогатов // Юбилейная конференция, посвященная 75-летию ВНИГРИ «ТЭК России – основа процветания страны». – СПб.: ВНИГРИ, 2004. – С. 276–287.
29. Давыдова Е.С. Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщи (берриас-валанжин) Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 81–90.
30. Емец Т.П. Катагенез и углеводородный потенциал отложений севера Западной Сибири / Т.П. Емец, Н.В. Лопатин, В.Н. Литвинова // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 53–58.
31. Наливкин В.Д. Роль процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири / В.Д. Наливкин и др. // Геология нефти и газа. – 1969. – № 9. – С. 6–12.
32. Скоробогатов В.А. Геотермические и катагенетические условия нефтегазоносности Ямало-Карского региона Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин // Геология нефти и газа. – М., 2010. – № 2. – С. 91–97.
33. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – Спецвыпуск. – 2013. – С. 4–13.
34. Гудымова Т.В. Газовый потенциал осадочных бассейнов России / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 73–82.
35. Ремизов В.В. Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В. Ремизов, В.И. Резуненко, А.И. Гриценко и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 9–13.
36. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 59–65.
37. Скоробогатов В.А. Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения / В.А. Скоробогатов, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина // Газовая промышленность. Спецвыпуск: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – 2012. – № 676. – С. 43–47.

References

1. Ermakov V.I. Generation of hydrocarbon gases in coal-bearing and subcoal-bearing deposits / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov. – M.: Nedra, 1984.
2. Zapivalov N.P. Western Siberia: some historical milestones and new prospects / N.P. Zapivalov // Oil and gas geology. – 2009. – № 1.
3. Karnaukhov S.M. Era of cenomanian gas: «from sunrise to sunset» / S.M. Karnaukhov, V.A. Skorobogatov, O.G. Kananykhina // Problems of resources' provision of gas-producing areas of Russia up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 15–25. – (Series «Vesti gazovoy nauki»).
4. Kontorovitch A.E. Oil and gas geology of the Western Siberia / A.E. Kontorovitch, I.I. Nesterov, F.I. Salmanov et al. – M.: Nedra, 1975. – 679 p.
5. Rudkevitch M.Ya. Main stages of the geological development history of the Western-Siberian Plate / M.Ya. Rudkevitch, V.S. Bochkarev, E.M. Maksimov et al. // Works of ZapSibNIGNI. – Tyumen, 1970. – Iss. 28. – 175 p.
6. Skorobogatov V.A. Common and special in the generation of giant gas and oil deposits / V.A. Skorobogatov // Problems of resources' provision of gas-producing areas of Russia up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 5–16. – (Series «Vesti gazovoy nauki»).
7. Surkov V.S. Megacomplexes and deep structure of the earth crust of the Western-Siberian Plate / V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, O.G. Zhero et al. – M.: Nedra, 1986. – 149 p.
8. Bochkarev V.S. Main results of superdeep wells' drilling (SG-6 Tyumenskaya and SG-7 En-Yakhinskaya) in the Western Siberia // V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov, K.S. Ivanov // Mountains' gazette. – Tyumen, 2013. – № 12 (115). – P. 6–30.
9. German E.V. Mesozoic oil-gas-bearing complexes and oil and gas deposit formation conditions in Northern areas of the Western Siberia / E.V. German et al. // Regularities of generation of oil and gas accumulations in platform oil-gas-bearing provinces of the USSR. – L., 1985. – P. 112–119.
10. Skorobogatov V.A. Some criteria of oil-bearing capacity prospects of the Bazhenov formation of the Western Siberia / V.A. Skorobogatov, S.G. Krasnov // Oil and gas geology. – 1984. – № 3. – P. 15–19.
11. Skorobogatov V.A. Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov. – M.: Nedra-Biznestsentr, 2006. – 261 p.
12. Stroganov L.V. Gases and oil of earlier generation of the Western Siberia / L.V. Stroganov, V.A. Skorobogatov. – M.: Nedra-Biznestsentr, 2004. – 414 p.
13. Surkov V.S. Forecast of large oil-gas accumulation areas in lower-middle Jurassic deposits of the Western-Siberian Plate / V.S. Surkov, F.G. Gurari, O.G. Zhero et al. // Soviet geology. – 1990. – № 8. – P. 21–26.
14. Brekhuntsov A.M. Generation and transformation of oil and gas deposits in the Western Siberia / A.M. Brekhuntsov, V.S. Bochkarev, N.P. Deshenya // Oil and gas genesis. – M.: GEOS, 2003. – P. 45–46.
15. Astafyev D.A. Graben-rift system and location of oil-gas accumulation areas in the north of the Western Siberia / D.A. Astafyev, V.A. Skorobogatov, A.M. Radchikova // Oil and gas geology. – 2008. – № 4. – P. 2–8.
16. Danilov V.N. Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentation basins of the world / V.N. Danilov, N.A. Malyshev, V.A. Skorobogatov et al. – M.: Publishing house of the Academy of mining sciences, 1999. – 400 p.
17. Ermakov V.I. Geological-geochemical and tectonic factors of the gas-bearing capacity forecast of the north of the Western Siberia: educ. inf. / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev. – M.: Geoinformmark, 1997. – 134 p. – (Series «Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of fuel-energy feedstock»).
18. Ivanova M.M. Commercial-geological peculiarities of the Russian gas-oil deposit / M.M. Ivanova, I.S. Gutman, E.P. Titunin // Oil and gas geology. – 1989. – № 8. – P. 15–19.
19. Skorobogatov V.A. Role of faults in the generation, evolution and destruction of oil and gas accumulations in the sedimentary cover of northern and south-eastern areas of the Western Siberia / V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev, V.A. Fomichev // Gas-bearing capacity forecast of Russia and bordering countries. – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 112–131.
20. Skorobogatov V.A. Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov, V.D. Kopeev. – M.: Nedra-Biznestsentr, 2003. – 352 p.
21. Skorobogatov V.A. The comparative analysis of conditions of oil-and-gas accumulation in West-Siberian and Arab-Persian megabasins / V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 43–52.

22. Skorobogatov V.A. Geostatistics of the Western-Siberian oil-gas-bearing megaprovince / V.A. Skorobogatov, N.Yu. Yuferova, A.M. Radchikova // Problems of natural gas geology of Russia and bordering countries. – M.: VNIIGAZ, 2005. – P. 48–59.
23. Skorobogatov V.A. Oil accumulation conditions in the Krasnoleninskaya area (Western Siberia) / V.A. Skorobogatov // Soviet geology. – 1984. – № 9. – P. 3–13.
24. Skorobogatov V.A. Genetic reasons of the unique gas- and oil-bearing capacity of Cretaceous and Jurassic sediments of the Western-Siberian province / V.A. Skorobogatov // Geology, geophysics and development of oil and gas deposits. – M.: VNIIOENG, 2003. – № 8. – P. 8–14.
25. Skorobogatov V.A. Problems of study and development of gas potential of mineral resources of Arctic regions of the Western-Siberian sedimentation megabasin / V.A. Skorobogatov // Collection of research papers. LLC TuymenNIIGyprogaz. – Tuymen: Flat, 2011. – P. 100–103.
26. Dvoretzkiy P.I. Isotopic composition of natural gases of the north of the Western Siberia: ed. inf. / P.I. Dvoretzkiy et al. – M.: IAC Gazprom. – 2000. – (Series «Geology and exploration of gas and gas condensate deposits»).
27. Nemchenko N.N. Origin of natural gases of gigantic gas deposits of the north of the Western Siberia / N.N. Nemchenko, A.S. Rovenskaya, M. Shoell // Oil and gas geology. – 1999. – № 1–2. – P. 45–56.
28. Skorobogatov V.A. Hydrocarbon potential of mineral resources of the Western-Siberian sedimentation megabasin / V.A. Skorobogatov // Anniversary conference dedicated to the 75-year anniversary of VNIGRI «FEC of Russia – basis of country's prosperity». – SPb.: VNIGRI, 2004. – P. 276–287.
29. Davydova E.S. Problems of studying, assessment and development of hydrocarbonic potential of Achimov thickness (Berriasian – Valanginian) of Nadym-Pur-Tazovsky region of Western Siberia / E.S. Davydova, I.B. Izvekov, G.R. Pyatnitskaya et al. // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 81–90.
30. Emets T.P. Katagenesis and hydrocarbon potential of sediments of the north of the Western Siberia / T.P. Emets, N.V. Lopatin, V.N. Litvinova // Oil and gas geology. – 1986. – № 1. – P. 53–58.
31. Nalivkin V.D. Role of processes of organic substance and oil transformation in the distribution of oil and gas deposits of the Western Siberia / V.D. Nalivkin et al. // Oil and gas geology. – 1969. – № 9. – P. 6–12.
32. Skorobogatov V.A. Geothermal and catagenetic oil-gas-bearing capacity conditions of the Yamal-Kara region of the Western Siberia / V.A. Skorobogatov, D.A. Soin // Oil and gas geology. – M., 2010. – № 2. – P. 91–97.
33. Varlamov A.I. Quantitative assessment of the resource potential of hydrocarbon raw materials of Russia and immediate prospects of its explored part / A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov, M.I. Lodgevskaya et al. // Oil and gas geology. – Special issue. – 2013. – P. 4–13.
34. Gudymova T.V. Gas potential of sedimentation basins of Russia / T.V. Gudymova, V.A. Skorobogatov // Gas resources of Russia in the XXI century. – M.: VNIIGAZ, 2003. – P. 73–82.
35. Remizov V.V. Problems of gas resources' development of Siberia and Far East / V.V. Remizov, V.I. Rezenenko, A.I. Gritsenko et al. // Gas Industry. – 2000. – № 9. – P. 9–13.
36. Soin D.A. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 59–65.
37. Skorobogatov V.A. Gas resources in low-permeable reservoirs of sedimentation basins of Russia and prospects of their industrial development / V.A. Skorobogatov, V.A. Kuzminov, L.S. Salina // Gas industry. Special issue: Non-conventional oil and gas resources. – 2012. – № 676. – P. 43–47.

УДК 550.8:622.279

А.Г. Медведев, С.Н. Сивков, В.А. Скоробогатов

Поисково-разведочные работы ОАО «Газпром» в России в 2013 году: итоги, проблемы, перспективы дальнейших работ

Поисково-разведочные работы (ПРР) на нефть и газ в России проводятся более 130 лет. В течение этого времени география работ от районов Северного Кавказа и Поволжья на восток и север (в том числе от суши к шельфам морей) постоянно расширялась, росли объемы бурения, глубины поисковых и разведочных скважин, повышалась сложность поиска новых месторождений и залежей углеводородов (УВ), увеличивалась стоимость проходки и геофизических исследований недр.

В пределах суши России, арктических и дальневосточных морей известно 35 осадочных бассейнов и суббассейнов, многие из которых являются нефтегазоносными или перспективными для поисков скоплений УВ. Крупнейшие из них – Волго-Уральский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны, Баренцево-морской, Охотоморский (с о. Сахалин) и другие бассейны.

В настоящей статье авторами проведен мониторинг состояния и развития геолого-разведочных работ (ГРР) и минерально-сырьевой базы (МСБ) ОАО «Газпром».

В результате ПРР в России открыто около 3300 месторождений различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и типов по фазовому состоянию. ОАО «Газпром» контролирует 160 месторождений (преимущественно в Северо-Кавказской, Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской провинциях), а также 15 морских месторождений на шельфах Баренцева, Карского и Охотского морей.

В 2013 г. в России компаниями-операторами суммарно было добыто 523,1 млн т нефти и конденсата, 668 млрд м³ газа. Прирост новых запасов категории В + С₁ составил: нефти + конденсата – 668 млн т; газа – 1093 млрд м³. Было открыто 26 новых месторождений УВ, в том числе два нефтегазовых и одно газонефтяное – на севере Западной Сибири (ЯНАО). Таким образом, было осуществлено расширенное воспроизводство МСБ нефтегазодобычи (превышение прироста над отбором из недр).

Стратегической задачей ОАО «Газпром» в отношении развития ресурсной базы являются сохранение паритета между приростом запасов и текущей добычей и обеспечение расширенного воспроизводства запасов УВ в дальнейшем. В настоящее время запасы газа Общества составляют 35,7 млрд м³, конденсата – 1,4 млрд т, нефти – 1,8 млрд т. Одним из основных документов, определяющих стратегию Общества, является Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2035 года [1–3]. Ее цель – обеспечение бескризисного развития компании. Программа предусматривает создание необходимых условий для прироста разведанных запасов УВ-сырья в 2011–2035 гг. за счет ГРР в объеме 20 млрд т у.т.

Основными регионами постановки ГРР и добычи газа на долгосрочную перспективу являются Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР), п-ова Ямал и Гыдан, Охотское море и акватории северных морей РФ. Другими крупными районами газодобычи до 2020 г. станут Восточная Сибирь и Дальний Восток, где будут осваиваться шельфовые месторождения о. Сахалин, на суше – месторождения Республики Саха (Якутия), а также Иркутской обл. и Красноярского края.

Ежегодная добыча природного газа ОАО «Газпром» к 2035 г. может достигнуть 765 млрд м³ при наличии платежеспособного спроса российских потребителей и благоприятных условий на внешних рынках.

Ключевые слова:

минерально-сырьевая база, поисково-разведочные работы, запасы углеводородов, геолого-разведочные работы, лицензионный участок.

Keywords:

mineral-resources base, prospecting and exploration works, hydrocarbons reserves, licensed area, geological exploration works.

В 2013 г. предприятиями Общества в России пробурено 96,5 тыс. м (102 % от плана), закончено строительством 42 скважины. Отработано 1,75 тыс. пог. км сейсморазведки 2D (119 %) и 10,25 тыс. км² 3D (98 %). Затраты на ГРП составили 44,5 млрд руб. (94,5 %).

В результате проведенных ПРР:

- открыто одно новое месторождение в Томской области – им. П. Мангазеева – с запасами 1,03 млн т по сумме категорий $C_1 + C_2$;

- выявлено семь новых залежей в ЯНАО: на Уренгойском (пласт БУ₁₃) и Западно-Таркосалинском (пласты Ач₅ и БП_{5,2}) месторождениях, Западно-Тамбейском (пласт ТП_{1,1}), Юбилейном (пласт АУ₁₀), Северо-Парусовом (пласты ТП₇ и ТП₁₀) лицензионных участках (ЛУ).

Кроме того, осуществлен «пионерный выход» на Тамбейскую группу месторождений п-ова Ямал; достигнуто значительное улучшение показателей бурения скважин на Чаюдинском нефтегазоконденсатном месторождении; между научно-исследовательскими институтами ОАО «Газпром» утверждено распределение объемов работ по хранению и исследованию ядерного материала; получено 17 лицензий на шельфах российских морей, в результате чего значительно возросла МСБ Общества. Запасы газа по категориям $A + B + C_1$ повысились на 0,5 трлн м³, C_2 – на 1,98 трлн м³, $C_3 + D$ – более чем на 17 трлн м³. Запасы жидких углеводородов увеличились по категориям $A + B + C_1$ на 3,5 млн т, C_2 – на 11,5 млн т, $C_3 + D$ – более чем на 1400 млн т.

При добыче газа за 2013 г. в 488,4 млрд м³ газа и 48,5 млн т нефти прирост запасов УВ по категории C_1 составил 658,4 млн т у.т. Коэффициент выполнимости запасов по Обществу достиг 122,6 %.

Прирост запасов газа получен за счет следующих направлений деятельности:

- переоценка запасов (сейсморазведка 3D, данные по ранее пробуренным скважинам) в объеме 564,5 млрд м³, в том числе: по Крузенштерновскому месторождению – 384,6; Ковыктинскому – 156,5; Западно-Тамбейскому – 23,4 млрд м³;

- бурение в объеме 82,7 млрд м³, в том числе: по Песцовому месторождению – 17,3; Юбилейному – 26,8; Западно-Таркосалинскому – 11,0; прочим – 27,6 млрд м³.

В целом приращение запасов по РФ за 2013 г. составляет:

- по шельфам России – 384,6 млн т у.т.;
- на суше: в ЯНАО – 108,8; Иркутской обл. – 157,4; Республике Саха (Якутия) – 5,0; Южном федеральном округе – 1,1; на Дальнем Востоке – 0,7 млн т у.т.

Эффективность бурения на 1 м проходки составила 7227,5 т у.т.; стоимость проходки 1 м оценена в 340,5 тыс. руб., 1 пог. км сейсморазведки 2D – в 229,5 тыс. руб., 1 км² сейсморазведки 3D – в 937,9 руб., прироста запасов – в 66,7 руб. за 1 т у.т. Отметим, что стоимость единицы сейсморазведочных работ по сравнению с 2012 г. снизилась (на 47 и 7 % по сейсморазведке 2D и 3D соответственно), в то же время по буровым работам она практически осталась на прежнем уровне.

Основными факторами, не позволяющими увеличить эффективность ГРП, являются:

- отклонение от проектных решений;
- длительные сроки строительства скважин;
- низкое качество крепления скважин, неэффективное первичное вскрытие перспективных горизонтов;
- низкий уровень качества испытания скважин и методов интенсификации притоков.

По данным Управления развития минерально-сырьевой базы от 01.01.2014 г., Группа Газпром владеет 239 лицензиями на право пользования недрами, из них 76 принадлежат ОАО «Газпром», 163 – компаниям Группы Газпром. На суше по 40 % приходится на Европейскую часть РФ и Западную Сибирь, 18 % – на восточные регионы России, 35 лицензий – на шельфы российских морей (20 – Карское, 8 – Баренцево, 5 – Охотское, 1 – Восточно-Сибирское и 1 – Азовское).

В 2013 г. ГРП проводились на 109 ЛУ (поиск – 52; геологическое изучение – 9; разведка и добыча УВ – 48; без учета ПХГ – 9 участков), из которых 41 участок принадлежит ОАО «Газпром» и 68 – дочерним предприятиям Общества.

В табл. 1 отобрано движение лицензий Группы Газпром в 2013 г.

По 39 ЛУ Общества (включая его дочерние предприятия) отмечается существенное неисполнение условий пользования недрами (табл. 2).

Таблица 1

Движение лицензий ОАО «Газпром» и дочерних обществ в 2013 году

Показатели	Количество	Примечание
Получено	19	Лицензии: <ul style="list-style-type: none"> • на участки Русановский, Морской, Белоостровский, Скуратовский, Нямецкий, Ленинградский, Обручевский, Невский, Западно-Шараповский, Амдерминский, Северо-Харасавэйский, Фермановский, Демидовский, Медвежий, Северо-Врангелевский; • месторождения Ново-Юдуконское, Лудловское, Ледовое; • ПХГ Горюновское
Сдано	14	Регионы: <ul style="list-style-type: none"> • Красноярский край – 3; • Республика Коми – 3; • Краснодарский край – 3; • Оренбургская область – 2; • блок Урумако – 2; • Иркутская область – 1; • Томская область – 1
Оформлено дополнений (в части ГРП)	15	Регионы: <ul style="list-style-type: none"> • ЯНАО – 6; • Красноярский край – 5; • Иркутская область – 1; • Оренбургская область – 1; • Астраханская область – 1; • Краснодарский край – 1
Переоформлено	2	Лицензии на Штокмановское месторождение – на ОАО «Газпром», Долгинское месторождение – на ООО «Газпром нефть Сахалин»

Основными проблемами по обеспечению условий лицензионных соглашений являются:

- накопившееся отставание по условиям пользования недрами с 2011–2012 гг.;
- наличие предписаний Росприроднадзора;
- рост суммарного объема обязательств по ГРП;
- ужесточение контроля со стороны Правительства РФ.

Практически все они связаны с текущей организацией буровых работ. Существующая схема управления строительством скважин не позволяет осуществить в полной мере контроль за подготовкой и выполнением работ буровыми подрядчиками. Действующая в дочерних предприятиях структура управления строительством скважин раздроблена и не имеет единого центра ответственности. Штатная структура подразделений, осуществляющих контроль за строительством скважин в дочерних предприятиях, не связана с объемами выполняемых работ и требует оптимизации. Также в дочерних предприятиях отсутствует мотивация по оптимизации затрат на строительство скважин и применению новых технологий и оборудования при бурении. Нет мотивации подрядчика на повышение качества работ. Существующая

схема контрактования буровых подрядчиков не позволяет осуществить должный выбор исполнителей работ.

Тем не менее, сейсморазведочные и другие геофизические исследования, а также НИОКР в 2013 г. выполнены успешно.

В 2014–2017 гг. планируется сосредоточение ГРП ОАО «Газпром» в следующих регионах и объектах:

- ЯНАО – разведка Тамбейской группы месторождений, поиски и разведка юрских и ачимовских отложений, изучение надсенноманских образований;
- Восточная Сибирь – разведка Ковытинского (с Хандинским участком), Чайдинского, Тас-Юряхского, Верхневиллючанского, Соболюх-Неджелинского, Среднетюнгского месторождений; поисковые и разведочные работы в пределах Таимбинской, Чунской, Имбинской, Троицкой и других площадей;
- шельфы морей – поисковые работы на территории Карского и Баренцева морей (Арктический шельф); разведка Южно-Кириновского месторождения; поиски УВ на Аяшском и Восточно-Одоптинском ЛУ (Дальневосточный шельф).

В 2015–2017 гг. предполагается, что ОАО «Газпром» при бурении около 480 тыс. м

Таблица 2

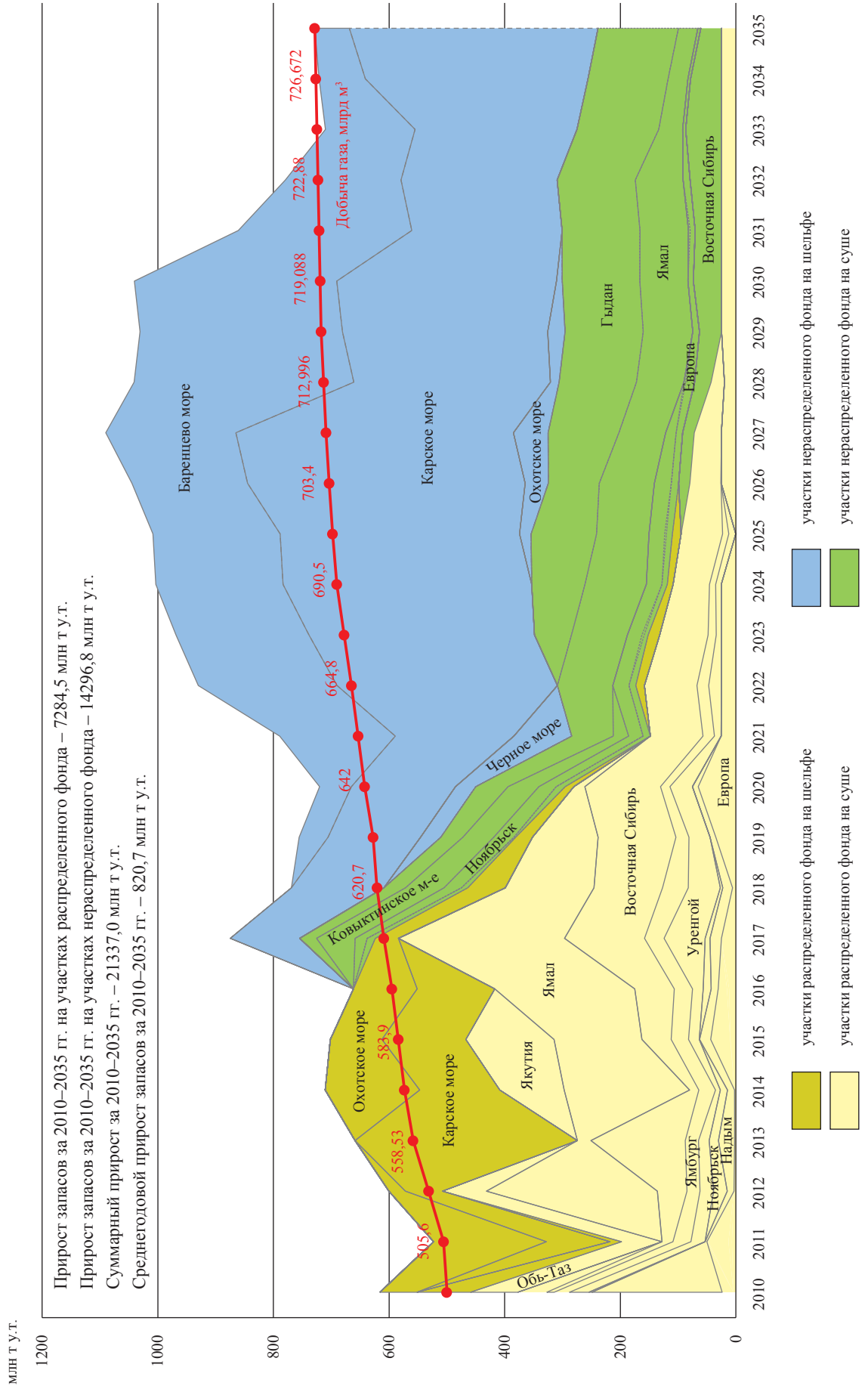
**Участки недр ОАО «Газпром» и дочерних обществ,
по которым не исполняются условия пользования недрами**

Лицензионный участок	Область невыполнения	Количество лицензий
<p><i>п-ов Ямал и Приямальский шельф</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Северо-Тамбейский • Западно-Тамбейский • Малыгинский • Тасийский • Крузенштернский • Сеяхинский • Ниливойский <p><i>Надым-Пур-Тазовский регион</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Западно-Песцовый • Южно-Песцовый • Верхнехудосейский • Кутымский • Южно-Кыпакынский • Нинельский • Някхобский • Восточно-Медвежий <p><i>Красноярский край</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Придутский • Берямбинский • Имбинский • Чунский <p><i>п-ов Камчатка и Прикамчатский шельф</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Северо-Колпаковский • Западно-Камчатский <p><i>Республика Коми</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Поварницкий • Припечорский • Западно-Печорокожвинский <p><i>Свердловская, Астраханская области и Республика Дагестан</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Кедровский • Михайловский • Бухаровский • Правобережный • площадь Новая Надежда 	Сроки и объемы ГРП	29
<p><i>Месторождения</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Ямбургское – ачимовские отложения • Песцовое – нижний мел • Заполярье – нефтяные оторочки <p><i>Участки</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Северо-Пуровский • Ачи-Су 	Сроки ввода месторождений в ОПЭ	5
<ul style="list-style-type: none"> • Бованенковский • Вынгапуровский • Западно-Таркосалинский – нижнемеловая залежь • Уренгойский – нефтяные оторочки нижнемеловых и ачимовских отложений • Нагумановский 	Несоответствие фактических уровней добычи УВС проектным	5

горных пород (без ПХГ) удастся прирастить около 1,9 млрд т у.т.

По оценке авторов, до конца 2035 г. Обществу необходимо обладать объемом запасов газа в диапазоне 39–40 трлн м³ для обеспечения его добычи 740–770 млрд м³/год в период 2036–2050 гг. и далее.

Этот ресурсный показатель достижим при условии, что в целом по Группе Газпром за 2013–2035 гг. объем бурения составит 2,8 млн м горных пород, сейсморазведочных работ 3D – 90,7 тыс. км², 2D – 48,3 тыс. пог. км. Суммарный прирост запасов достигнет 19,5 млрд т у.т., в том числе по газу – 18,5 трлн м³.



Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности РФ на период до 2035 г.

Регионы, в которых возможно осуществить намеченные приросты, отражены на рисунке.

Однако к 2035 г. МСБ газовой промышленности как ОАО «Газпром», так и России в целом будет значительно отличаться от современной по многим параметрам вследствие таких причин, как:

- ухудшение горно-геологических, географических и технологических условий;
- значительная разбросанность, удаленность новых газоносных и газонефтеносных районов друг от друга и от центра страны в отличие от «компактного» расположения базовых месторождений МСБ «образца» 2012–2013 гг.;
- количество месторождений и залежей, находящихся в разведке и разработке (за счет

увеличения доли относительно небольших по запасам месторождений), существенно превышающее нынешние значения;

- значительно бóльшие глубины залегания эксплуатируемых скоплений УВ; более сложный состав газа (ТУВГ, гелий и др.); наличие конденсата и нефтяных оторочек; более низкие добывные возможности залежей газа и нефти;
- еще более осложненная для освоения география размещения новых запасов УВ: шельфы замерзающих морей (Арктика), неосвоенные северные районы Сибирской платформы, впадины и прогибы арктических областей и Дальнего Востока.

Список литературы

1. Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2030 года. Этап 3: Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период 2011–2035 годы (по итогам 2011 г.).
2. Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года. Этап 1: Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года (по итогам 2012 г.).
3. Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года. Этап 2: Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года (по итогам 2013 г.).

References

1. Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2030. Stage 3: Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2011–2035 (based on 2011 results).
2. Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035. Stage 1: Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035 (based on 2012 results).
3. Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035. Stage 2: Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035 (based on 2013 results).

УДК 550.8:519.2

В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова

Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций

В структуре верхней части земной коры выделяется более 600 осадочных бассейнов, мегабассейнов (МБ) и суббассейнов, имеющих различную площадь, мощность и объем неметаморфизованных пород осадочного чехла, 225 из которых промышленно нефтегазоносны. Среди 10 осадочных МБ мирового значения особое место занимают структуры мегаконтинента Евразия, в том числе его северной и арктической частей: Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский, Баренцево-Карский, Охотоморский. Из них Восточно-Сибирский мегабассейн (ВСМБ) полностью расположен на суше (древняя Сибирская платформа – СП), Западно-Сибирский – на суше (Западно-Сибирская молодая плита) и частично в пределах Карского моря (Южно-Карская обл.). Эти два мегабассейна и приуроченные к ним нефтегазоносные мегапровинции (ЗСМП и ВСМП) входят в состав трех наиболее крупных МБ/МП в мире (наряду с Арабо-Персидским МБ/МП) как по морфологическим размерам, так и по величине углеводородного потенциала (УВП) их недр. Именно освоение УВП Западной Сибири позволило России в короткие сроки занять лидирующую позицию в мире по добыче и запасам природного газа, а в добыче нефти стать одним из двух мировых лидеров наряду с Саудовской Аравией. Однако по запасам обычной нефти РФ находится на четвертом месте в мире, уступая Саудовской Аравии, Ирану и Ираку.

Изучение геологического строения и нефтегазоносности осадочного чехла ЗСМП и ВСМП продолжается более 60 лет (с конца 1940-х гг.). В пределах ЗСМП к 2014 г. пробурено около 21 тысячи опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин глубиной от 0,7 до 8,3 км, в Восточной Сибири число пробуренных глубоких скважин достигло 5500. В результате поисково-разведочных работ (ППР) геологическое строение пород мела, юры и частично триаса, а также верхней части доюрского (палеозойского) складчатого фундамента ЗСМП изучено детально за исключением арктических районов суши и шельфа. Согласно оценке авторов, общая площадная и структурная изученность бурением ЗСМП достигает 75–80 % в центральных, западных и юго-восточных районах, 65–70 % – в Надым-Пур-Тазовском (НПТР) и Ямальском регионах, 40–45 % – на п-ове Гыдан, в Обской и Тазовской губах, менее 5 % – в Южно-Карской области. Результаты исследований тектонического строения и литолого-фациальной характеристики осадочных толщ, слагающих мезозойско-кайнозойский чехол плиты, широко освещены в научных публикациях [1–10 и др.].

Геолого-геофизическая изученность ВСМП в наиболее перспективных южных и юго-восточных областях (кроме Присяжно-Енисейской синеклизы) оценивается в 30–35 %, северной половины мегапровинции – не более 8–10 %. Результатам исследований геологического строения, тектонодинамического развития и современной нефтегазоносности районов, областей, литолого-стратиграфических комплексов и ВСМП также посвящено большое количество научных работ [10–14 и др.].

В аспекте формирования осадочного чехла нефтегазоносные мегапровинции Западной и Восточной Сибири приурочены, соответственно, к постпалеозойской и криптозой-фанерозойской ассоциациям осадочных бассейнов – мегабассейнам, различающимся особенностями тектогенеза, структурой седиментации, динамикой и современной напряженностью термобарических полей и, главное, длительностью и масштабностью формирования углеводородных систем (УВС) – зон, районов и

Ключевые слова: нефтегазоносность, Западная Сибирь, Восточная Сибирь, осадочный бассейн, мегабассейн, осадочный чехол, нефтегазовая геостатистика.

Keywords: oil and gas content, the Western Siberia, the Eastern Siberia, sedimentary basin, megabasin, sedimentary sheath, oil and gas geostatistics.

областей нефтегазоаккумуляции (НГО), нефтегазоносных комплексов (НГК) и т.п., условиями сохранности скоплений углеводородов (УВ). Эти различия определяют приуроченность УВС данных мегабассейнов к различным «хроностратиграфическим» тектонодинамическим этапам их развития, которые в свою очередь определяются особенностями седиментогенеза и тектогенеза сравниваемых мегабассейнов. Эти условия контролируют интенсивность генерации битумоидов и природного газа, масштабы УВ-накопления и эволюционную сохранность сформированных скоплений УВ, их частичное или полное (в отдельных зонах) разрушение / ремиграционное остаточное накопление в приповерхностных зонах.

По строению осадочного чехла ЗСМБ и ВСМБ являются своеобразными антиподами. Осадочный чехол ЗСМБ имеет относительно простое строение и тектонодинамическое развитие ЗСП в послетриасовое время, без значительных структурно-тектонических перестроек («революционных» ситуаций в недрах). ВСМП характеризуется предельно сложным строением осадочного чехла, обусловленным его развитием в фанерозойское время (таблица). В плане формирования УВС Западная Сибирь представляет собой пример классической при-

родной мегалаборатории по изучению всей «цепочки» процессов и явлений онтогенеза с явно выраженными нефте- и газоматеринскими (газобитумогенерационными) и аккумулярующими толщами [1–3, 9, 15–17].

Для ВСМП особенности условий формирования и эволюции УВС, современного размещения скоплений нефти и газа изучены недостаточно и остаются дискуссионными, а поиски «генетических корней» газа и нефти в залежах затруднены и характеризуются неопределенностью.

История открытий месторождений газа и нефти в ЗСМП и ВСМП имеет много общего. Знаменательно, что в их пределах первыми ПРР были открыты малые по запасам газовые месторождения с залежами в юре – Березовское (1953 г.) и Усть-Вилуйское (1956 г.). Пик открытий и приростов разведанных запасов газа и нефти в ЗСМП приходится на 1965–1974 гг., в ВСМП – на 1981–1990 гг. (рис. 1).

Изучение мегапровинций происходило от периферийных областей (юго-восток, восток – Томская обл., юг и запад ЗСМП, восток и юг СП) к центру и на север. Это «движение» для ВСМП, в отличие от Западной Сибири, не завершилось (приостановилось на десятилетие в 1994–2003 гг.) в силу ряда причин.

Сравнительная геолого-морфологическая характеристика Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского мегабассейнов

Осадочные мегабассейны (тектоническая приуроченность)	Площадь, млн км ² , общая / перспективных земель	Возраст и мощность типичного осадочного чехла, км	Объем осадочного чехла (онтогенетически «зрелый»), млн км ³	Характеристика пород осадочного чехла	Эволюционно-динамические условия
Восточно-Сибирский (древняя платформа)	(3,0–3,3)/2,8	Венд-триас (от 0–1 до 6–8)	(8,6–9,0)/ (4,5–5,0)	Карбонаты, соли, песчаники, глины, угли, платобазальты	Максимум опусканий и <i>компенсирующего</i> осадконакопления в начале <i>фанерозоя</i> и в триасе. Крупные перестройки тектонического плана в среднем и позднем палеозое, мезозое и кайнозое
Западно-Сибирский (молодая плита, суша и шельф южной части Карского моря)	(2,9–3,0)/2,2	Юра-кайнозой (от 0–2 до 9–12)	(11,0–11,5)/ (7,5–8,0)	Исключительно терригенные, в меньшей степени терригенно-кремнистые (турон-сантон) угленосные и битуминозные (в юре) преимущественно сероцветные породы	Практически непрерывное опускание в мезозое и палеогене без крупномасштабных инверсий и размывов (неоген размывает на 50–300 м)

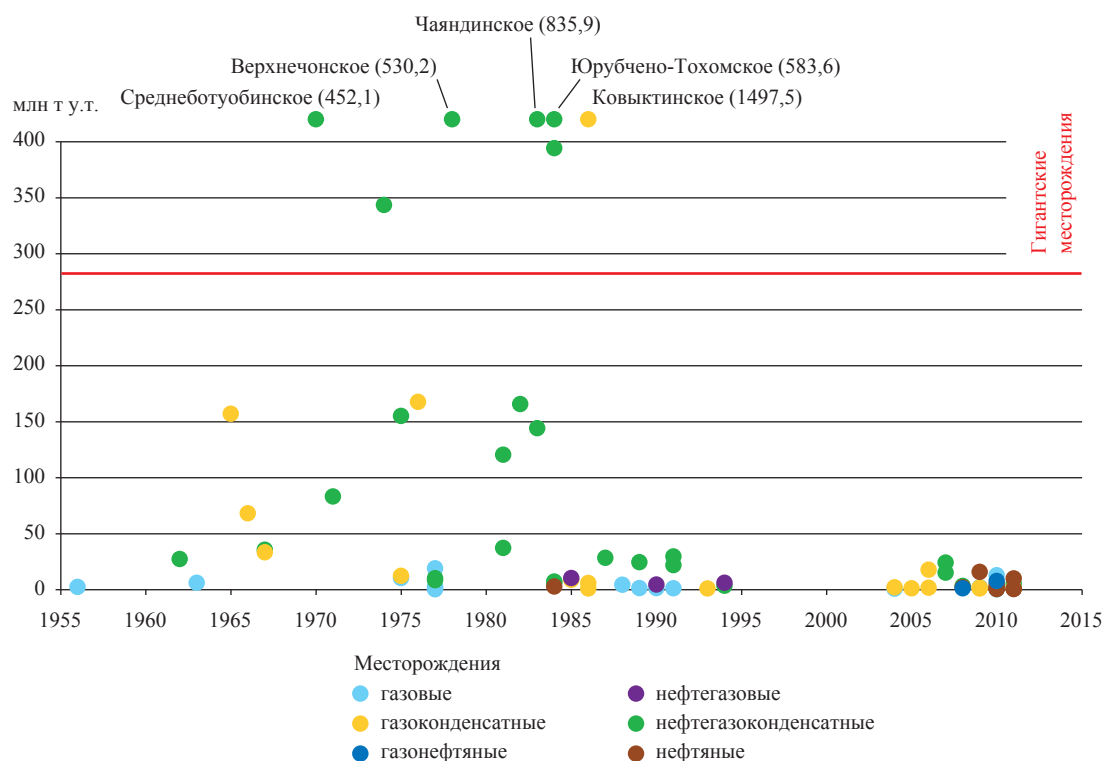


Рис. 1. Динамика открытия месторождений углеводородов различной крупности по годам (категории Q + A + B + C₁, млн т у.т., по состоянию на 01.01.2012 г.)

Сравним нефтегазоносные мегапровинции, сопряженные в пространстве, в историко-геологическом отношении. Диапазон их промышленной нефтегазоносности «простирается» от турона до рифея, а вместе с нетрадиционными ресурсами газа охватывает и весь разрез верхнего мела до подошвы многолетне-мерзлых пород. Более полный спектр промышленной нефтегазоносности наблюдается только в Арабо-Персидской МП (кембрий-плиоцен, т.е. весь фанерозой).

За период с 1953 по 2013 гг. включительно в пределах ЗСМП (Тюменская и южные административные области Западной Сибири, левобережье р. Енисей Красноярского края) было открыто 905 месторождений различной величины и фазового состояния, большинство из которых расположено в преимущественно нефтеносных центральных, западных и юго-восточных областях провинции. В Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) и на прилегающем шельфе обнаружено 234 месторождения УВ. В Красноярской части мегапровинции разведано 16 месторождений (Енисей-Хатангская обл. и Сузун-Ванкорская зона).

В ЗСМП преобладают чисто нефтяные (Н) месторождения. Газовых (Г) и газоконденсат-

ных (ГК) месторождений без нефти насчитывается 115, большинство из них (70) находится в НПТР, на п-овах Ямал и Гыдан с губами и заливами.

Характерной особенностью ЗСМП является многозалежность ее месторождений. Во внутренних районах в разрезе многих месторождений от кровли сеномана до зоны контакта юры с доюрскими комплексами (нефтегазоносными комплексами зоны контакта (НГЗК)) локализовано от 30–35 до 45–53 отдельных залежей различной величины и фазового состояния УВ. Одно- и двухзалежные месторождения установлены преимущественно в окраинных зонах, а также во впадинах и прогибах центральных и отдельных северных областей мегапровинции. К наиболее многозалежным месторождениям относятся Ван-Еганское в Среднем Приобье, Комсомольское в НПТР, Южно-Тамбейское на п-ове Ямал, Утреннее на п-ове Гыдан.

Основные начальные запасы свободного газа (более 95 %) сосредоточены на севере ЗСМП и локализованы в залежах альб-сеноман-туронского комплекса (32,8 трлн м³). К неоком-аптскому нефтегазоносному комплексу приурочены основные запасы нефти (в Среднем Приобье и на юге НПТР). Крупные

нефтедержащие скопления сформировались в песчано-глинистой толще средней юры западных районов и горизонтах Ю₂₋₃ центральных и северных областей (залежи типа Н (нефтяные), НГК (нефтегазоконденсатные), ГКН (газоконденсатонефтяные)), также в горизонте Ю₁ келловей-оксфорда всей восточной половины мегапровинции. Кроме скоплений в зоне контакта, открыто одно крупнейшее по запасам нефти месторождение в триасе – Рогожниковское (Фроловская НГО). На шельфе скоплений нефти не обнаружено.

Показательно сопоставление начальных разведанных геологических запасов сверхгигантских и уникальных газосодержащих и нефтяных месторождений ЗСМП (соответственно, более 1 трлн м³ и 1 млрд т). Из 14 месторождений четыре относятся к газоконденсатным, четыре – к газонефтяным (геологические запасы газа больше, чем нефти), три – типа НГК и НГ, три – типа Н при существенном превышении суммарных запасов свободного газа над нефтью. Безусловным лидером по запасам суммарных УВ в мегапровинции является Уренгойское НГКМ, расположенное в центре НПТР. Оно же служит и мировым «полюсом» газонакопления в терригенных толщах: нигде в мире не обнаружено ни одного месторождения с залежами в песчано-алевролитовых коллекторах, запасы которого превышали бы начальные разведанные запасы свободного газа Большого Уренгоя – 11,5 трлн м³ (Уренгойская, Ен-Яхинская и Песцовая площади, единые по кровле сеномана и самостоятельные по неокому, ачимовской толще и юре).

Суммарные запасы открытой части газового потенциала ЗСМП (с учетом категории С₂) составляют 62,8 трлн м³, в том числе:

- по суше – 58,2 трлн м³ (север – 55,62 трлн м³), в том числе накопленная добыча – 16,4 трлн м³, текущие разведанные запасы – около 33 трлн м³;
- по шельфу – 4,6 трлн м³, в том числе накопленная добыча – 139,4 млрд м³ (по Юрхаровскому месторождению типа суша/море).

По последней официальной оценке (на 01.01.2009 г.) начальные потенциальные ресурсы газа мегапровинции превышают 150 трлн м³ (суша – 116,32 трлн м³). Безусловно, это существенно завышенная оценка традиционных газовых ресурсов с учетом существующих геологических и статистико-ресурсных реалий. По мнению авторов, конечная величина запаса-

сов свободного газа мегапровинции после тотальной разведки ее недр не перешагнет диапазон 105–107 трлн м³, при этом реальные прогнозные ресурсы составляют до 40 трлн м³ (распределенные примерно поровну на суше и шельфе) с 80%-ной вероятностью подтверждения поисково-разведочными работами к 2050 г. (экспертная оценка).

Процесс освоения нефтяного потенциала недр в Западной Сибири опережает освоение газового. К началу 2013 г. извлечено 11,4 млрд т нефти. Начальные открытые запасы нефти мегапровинции превышают 30 млрд т, неоткрытые ресурсы прогнозируются (по официальной и корпоративной оценке) в широком диапазоне – 17–30 млрд т (извлек.).

Главная проблема ЗСМП – прогнозирование, поиски и разведка наиболее крупных из оставшихся неоткрытыми месторождений УВ как в центральных, западных и юго-восточных, так и в северных областях суши, в диапазоне продуктивного разреза сеноман-средняя юра, при этом развитие каких-либо крупных по запасам месторождений УВ в низах юры, НГЗК, триасе и палеозое маловероятно [4, 15].

Пик открытий и приростов запасов нефти пришелся на 1964–1984 гг. После 2000 г. в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) и Томской обл. открываются исключительно мелкие и мельчайшие (менее 10 млн т), а также отдельные средние (10–30 млн т) нефтедержащие месторождения. К примеру, по данным А.В. Шпильмана (2013 г.), на территории ХМАО за последние десять лет открыто 75 нефтяных месторождений, из них только три относятся к средним (10–30 млн т) и два – к крупным. В ЯНАО в последние годы было открыто четыре относительно крупных месторождения типа НГК, однако более 90 % новых приростов дает доразведка ранее открытых месторождений, в том числе опосредованное их невоскрываемых горизонтов. Нет сомнений, что в ближайшие десятилетия на суше мегапровинции будут открыты многие сотни, возможно, первые тысячи месторождений УВ в диапазоне крупности геологических запасов 0,1–30 млн т у.т., а также отдельные крупные месторождения (30–100 млн т у.т.) на северо-востоке ЗСМП и арктических полуостровах. На п-ове Гыдан, возможно, будут обнаружены несколько крупнейших газосодержащих месторождений (100–250 млрд м³). Основная неоткрытая часть газового потенциала связана с

недрами Южно-Карской НГО (прежде всего на Приямальском шельфе – преимущественно нижний мел в диапазоне верхний валанжин-апт, в окраинных зонах – средняя юра), где реально открытие ряда гигантских и сверхгигантских месторождений УВ (свободный газ и конденсат, нефть – в редких нефтяных оторочках в неокоме). Освоение УВП недр шельфа – проблема скорее технико-технологическая (и экологическая), нежели геологическая. В данном случае «плохая» арктическая суша (п-ова Ямал и Гыдан) лучше «хорошего» шельфа (Карское море с тяжелой ледовой обстановкой).

Изучению геологического строения осадочного чехла СП и Лено-Вилуйской впадины (синеклизы) посвящено много публикаций (по тектонике, литологии и др.), в то же время вопросы нефтегазоносности древних толщ Сибири рассматриваются в значительно меньшем числе исследований [1, 9, 10, 13, 14, 16, 18, 19 и др.]. По мнению авторов, это связано прежде всего с весьма скромными успехами по развитию минерально-сырьевой базы (МСБ) газонефтедобычи в плане открытия месторождений и прироста разведанных запасов УВ.

В пределах мегабассейна выделяются надпорядковые тектонические структуры: Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы; Присяно-Енисейская, Курейская, Тунгусская синеклизы; Предпатомский региональный прогиб [10, 11]. К востоку от СП расположены Лено-Вилуйская синеклиза и мезозойский Предверхо-янский краевой/предгорный мегапрогиб; на севере СП – Анабаро-Оленекский мегасвод с выступом древнего фундамента в центре (Анабар); на юго-востоке – Алданская антеклиза.

Характерными особенностями СП являются развитие внутриплатформенных щитов – выступов древнего фундамента (Анабарского без осадочного покрова и Алданского с мощностью чехла до 1,0–1,5 км) и чрезвычайно высокая интенсивность дизъюнктивной тектоники. Большое число разноамплитудных разновозрастных разломов и линеаментов осложняют строение рифейской толщи и осадочного чехла в пределах всей платформы. Зоны приразломных сжатий и растяжений, системы надвигов, шарьяжей и сдвигов наблюдаются вдоль южной и восточной окраин бассейна [11].

К главным особенностям ВСМП относятся:

- очень сложное структурно-тектоническое развитие платформы в послекембрийское время, сопровождавшееся крупными перестройками

тектонических планов, размывами/отсутствием осадконакопления в среднем палеозое, а также в течение крупных отрезков мезозойской и кайнозойской эр, развитием крупных линеаментов, разломообразованием и др.;

- наличие внутрибассейновых и окраинных унаследованных поднятий с отсутствием или развитием маломощного осадочного чехла (ареал Анабарского щита, Алданский щит и др.);

- сравнительно небольшие мощности осадочного чехла венд-триасового возраста (обычно от 2 до 3–4 км) на большей части СП. При этом осадочные неметаморфизованные породы рифея относятся к переходному комплексу, залегающему на складчато-магматическом фундаменте архейско-протерозойского возраста. Главные этапы формирования мегабассейна – венд-кембрий и пермо-триас;

- чрезвычайно разнообразный формационный и литолого-фациальный состав осадочных и осадочно-вулканогенных пород: карбонаты, соли, песчаники, алевролиты, глины, угли, углистые и битуминозные сланцы, базальты в различных пространственных объемных соотношениях слагают осадочный чехол и рифейские образования, при этом доля терригенной компоненты увеличивается вверх по разрезу (до 100 % в пермо-триасе);

- малоподвижная флюидальная система (водные рассолы с аномально низким пластовым давлением);

- пониженный и низкий геотермический режим недр (геотермоградиенты повсеместно 1,5–2,5 °С/100 м);

- повышенный и высокий уровень магматического воздействия на осадочный чехол в девонское, триасовое, кайнозойское время, прежде всего в Приенисейской, Приленской и Прибайкальской частях платформы (платобазальты, силлы, дайки и др.);

- очень высокая степень объемной литолого-фациальной и структурно-тектонической неоднородности на областном, районном и даже зональном уровнях.

В пределах ВСМП к 2013 г. было открыто 81 месторождение УВ: 36 газовых и газоконденсатных, 34 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных и только 11 чисто нефтяных с суммарными открытыми геологическими запасами УВ 17,1 млрд т у.т. (с учетом категории С₂).

Основная нефтегазогеологическая особенность ВСМП – преимущественно смешанный

характер накопления УВ. Однако следует отметить, что месторождением-лидером в мегапровинции является Ковыктинское ГКМ (без нефти), вторым по крупности (если не учитывать Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения, оценка запасов которых слабо обоснована) считают Юрубчено-Тохомское НГКМ со значительными запасами свободного газа. Большинство месторождений существенно недоразведаны – доля запасов категории C_2 в них достигает 70–95 %.

Наибольшее число месторождений обнаружено на юго-востоке СП и в Лено-Виллойской впадине (Республика Саха (Якутия)) – 34, из них только Северо-Талаканское является нефтяным. На крайнем юге СП (Иркутская обл.) открыто 28 месторождений, в том числе сверхгигантское по запасам газа Ковыктинское ГКМ (до 2,2 трлн m^3 с учетом Хандинской площади).

Наименьшее число месторождений (10) открыто в восточно-сибирской части Красноярского края, в том числе гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ; более 2 млрд т у.т. геол. с преобладанием нефти).

Общая разведанная часть потенциала УВ недр СП с учетом Лено-Виллойской впадины составляет 4,3 млрд т у.т., в том числе: газ – 3,4 трлн m^3 ; жидкие УВ – 0,9 млрд т (извлек.).

Таким образом, даже с учетом геологических запасов УВ (не говоря уже об извлекаемых) мегапровинция характеризуется в настоящее время как газонефтеносная (газа больше, чем нефти), что не согласуется с мнением большинства экспертов НИИ Восточной Сибири и Дальнего Востока (ФГУП «СНИИГТиМС» и др.). Это коренным образом меняет представления о продуктивности недр СП и окружающих ее прогибов и впадин. Следует отметить, что выявленная часть газового потенциала мегапровинции составляет 7,4 трлн m^3 , нефти – 2,0 млрд т (извлек.), включая запасы категории C_2 , т.е. сохраняется тенденция преимущественной газоносности.

В пределах Лено-Тунгусской нефтегазонасыщенной провинции выделяется 16 НГО и два самостоятельных нефтегазонасыщенных района (НГР). Большое число месторождений типа НГК/ГКН открыто в пределах Непско-Ботуобинской НГО, приуроченной к одноименному своду и его склонам, а также в Байкитской НГО (Камовский свод), преимущественно газосодержащих – в Ангаро-Ленской НГО. В ряде областей, несмотря на бурение большого числа

параметрических и поисковых скважин, не открыто ни одного *промышленного* месторождения УВ (Южно-Тунгусская, Анабарская и др.).

В осадочном чехле Лено-Тунгусской провинции обособляются шесть основных НГК: рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девонский, каменноугольно-пермский.

Промышленная нефтегазонасыщенность приурочена к первым четырем НГК, перекрытым кембрийским галогенным флюидоупором в составе нескольких пластов соли с межсолевыми карбонатами.

Как и в других нефтегазонасыщенных бассейнах мира, наиболее крупные месторождения СП приурочены в основном к сводовым частям и склонам антеклиз древнего заложения (Непско-Ботуобинской, Байкитской), обращенным в сторону сопряженных одновозрастных прогибов и впадин. Обычно их продуктивность обусловлена наличием протяженных зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

Характерная черта практически всех залежей независимо от типа ловушки (антиклиналь, выступ фундамента, моноклиналь, флексура) заключается в том, что в объеме их продуктивность определяется литологической изменчивостью, распределением свойств «коллектор – неколлектор» в пределах одного и того же горизонта, причем независимо от карбонатного или терригенного состава пород.

На древней Сибирской платформе длительные масштабные процессы дегазации и рассеивания нефти в надсолевой части осадочного чехла привели к остаточному накоплению в ряде зон тяжелых нефтей и битумов [11, 13, 20], в подсолевой же части в породах кембрия, венда и рифея геохронотермобарическая эволюция первично-нефтяных и НГК скоплений привела к формированию газоконденсатных систем вторичного типа за счет термотрансформации вещества нефтей в залежах и битумоидов в материнских породах под действием температур в смесь газообразных и легких жидких УВ, участвовавших в неоднократных процессах переформирования скоплений УВ.

Фактически Лено-Тунгусский осадочно-флюидальный НГМБ следует рассматривать как полуразрушенную (если не на 3/4 разрушенную) углеводородную систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего и наблюдается такое малое число

гигантских по запасам месторождений (всего пять в изученной южной части мегабассейна).

Основными причинами недостаточно высокой (намного меньше ожидавшейся) текущей эффективности геологоразведочных работ (ГРП) в области *поисков новых месторождений* и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной *переразведки*, являются чрезвычайно сложное тектонодинамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр СП и отдельных областей, районов, зон, локальных участков; древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований; относительно невысокий общий потенциал промышленного нефтегазонакопления и сохранности.

Потенциальные ресурсы свободного газа территории междуречья р. Енисей и Лена (без Енисей-Хатангского мегапрогиба) оцениваются авторами в 25–27 трлн м³, в том числе Лено-Вилуйской впадины и Предверхоанского прогиба – 1,8–2,0 трлн м³, жидких УВ – до 7,0 млрд т (извлеч.), суммарных УВ – до 35 млрд т у.т. (это ресурсы, которые с высокой вероятностью (не менее 70–80 %) подтвердятся в ходе дальнейших ПРР).

Далее проведем сопоставление крупнейших месторождений Западной и Восточной Сибири по величине начальных открытых геологических запасов (по газу и нефти) (рис. 2, 3). Согласно приведенным данным суммарные запасы УВ месторождений ЗСМП как по нефти,

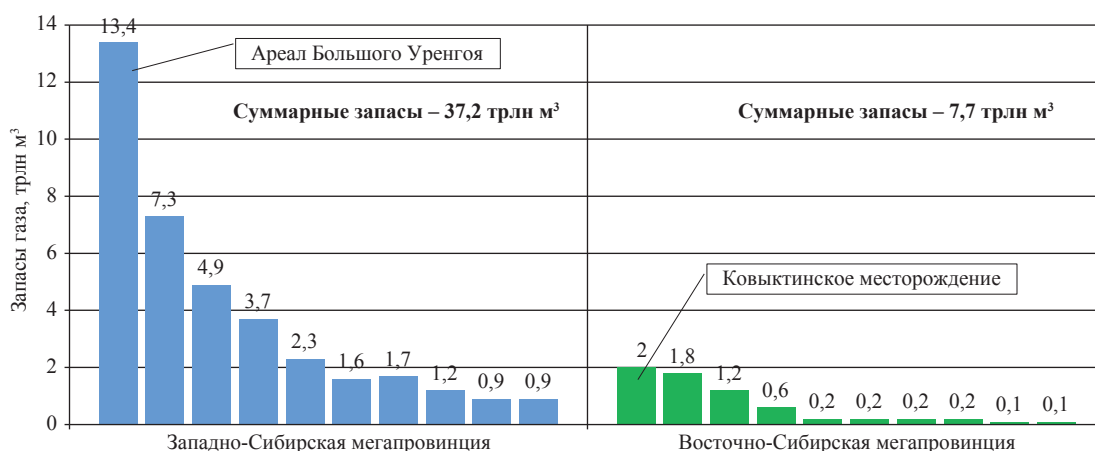


Рис. 2. Сопоставление крупнейших месторождений Западной и Восточной Сибири по величине начальных открытых геологических запасов газа (категории Q + A + B + C₁ + C₂)



* Запасы свободного газа Самотлорского месторождения оцениваются в 0,2 трлн м³.

Рис. 3. Сопоставление крупнейших месторождений Западной и Восточной Сибири по величине начальных открытых геологических запасов нефти (категории Q + A + B + C₁ + C₂)

так и по газу, превышают аналогичные показатели месторождений ВСМП в 5–6 раз. Также стоит подчеркнуть, что по величине запасов преобладают сверхгигантские и уникальные газосодержащие месторождения.

В заключение следует отметить, что в пределах Восточно-Сибирского мегабассейна основные ресурсы газа и нефти приурочены к углеводородным системам базальной (нижней) части осадочного разреза, в пределах Западно-Сибирской – к углеводородным системам средней (преимущественно) части. В отличие от Восточно-Сибирской мегапровинции в пределах Западной Сибири продуктивен практически весь проницаемый осадочный разрез – от отложений турона до фундамента. Однако и в верхнемеловых отложениях, в том числе в криолитозоне, отмечены многочисленные газопроявления.

Еще раз подчеркнем нефтегазогеологические парадоксы ВСМП и ЗСМП: в первой при заведомо «сапропелевом» органическом веществе (ОВ) морского происхождения в подсолевой части разреза газ существенно преобладает над нефтью (и в запасах, и в потенциальных ресурсах); во второй при существенном преобладании в объеме продуктивной части осадочного чехла (триас-сеноман) в большинстве областей континентальных сероцветных толщ, в том числе угленосных и субугленосных формаций и гумусовой компоненты (рассеянной и концентрированной) в суммарном ОВ над сапропелевой компонентой по массе и объему (в региональном плане), запасы и ресурсы газа и нефти в целом сопоставимы при их пространственной сегрегации (Центр – нефтеносный, Север – газоносный) [4, 15, 16].

Таким образом, сопряженные в пространстве Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны представляют собой крупнейший в мире узел рифей-фанерозойского осадконакопления, в пределах которого открыто почти 1000 месторождений УВ различной величины по геологическим запасам (от 50–100 тыс. до 13 млрд т у.т.) и фазового состояния (от чисто газовых (бесконденсатных) до нефтяных). Суммарный газовый потенциал этих мегапровинций уникален (134–185 трлн м³ только традиционных ресурсов свободного газа). По суммарному объему традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти ЗСМП и ВСМП сопоставимы с уникальной нефтегазонасной Арабо-Персидской провинцией [9].

Результаты, отраженные в статье, позволяют сделать следующие выводы.

1. Восточно-Сибирская и Западно-Сибирская мегапровинции, приуроченные, соответственно, к древней докембрийской платформе и молодой эпигерцинской плите, уникальны по площади, объему осадочного выполнения, нефтегазонасности. Фундамент ВСОМБ был консолидирован в архейско-протерозойское время, в рифее происходило образование карбонатно-терригенной толщи большой мощности, в венде и кембрии накопились основные доминант-комплексы нефти и газа под соленосным кембрийским экраном. В послекембрийское время осадконакопление происходило медленными темпами, в перми накопилась мощная угленосная толща, в триасе наблюдалась интенсивная магматическая «обработка» осадочного чехла с межпластовыми интрузиями и поверхностными излияниями базальтовых лав-траппов, образованием алмазонасных трубок взрыва в центрально-восточных районах платформы (Западная Якутия). В кайнозое происходили неоднократные тектонические «встряски», инверсия движений с оживлением старых и возникновением новейших разноамплитудных разломов, в настоящее время в большинстве своем непроницаемых (тектонические экраны). Западно-Сибирская молодая плита с триас-кайнозойским типичным осадочным чехлом имеет «предельно» простое геологическое строение и относительно спокойное тектонодинамическое развитие в послетриасовое время. Мегабассейны сопряжены в пространстве: они граничат по субмеридиальной Енисейской зоне глубинных разломов.

2. Достигнутые в первые 20 лет ведения ПРР успехи в области открытия гигантских и уникальных месторождений УВ в Западной Сибири обусловили высокую концентрацию «поисково-буровых усилий» в высокоперспективных областях ЗСМП (Среднее Приобье, НПТР), начало и развитие широкомасштабной добычи нефти и газа (с 1971–1972 гг.), в дальнейшем интенсивное изучение и освоение УВП на всей ее территории (кроме п-ова Гыдан и ЕХМП – наиболее удаленных областей). Низкие темпы открытий и приростов разведанных запасов УВ в первые 20 лет ведения ПРР в Восточной Сибири, отсутствие крупных потенциальных потребителей УВ в южных и удаленных от европейских районов, неразвитость нефтегазовой инфраструктуры, трудно-

сти эксплуатации уже открытых месторождений до 2004–2005 гг. сдерживали темпы освоения УВП недр Восточно-Сибирской мегапровинции. Только в последнее десятилетие ПРР были существенно активизированы, но только в южных районах НГО.

3. К 2013 г. в пределах двух мегапровинций открыто и частично разведано 986 месторождений УВ (более 90 % – в Западной Сибири). По величине геологических запасов лидируют газосодержащие, типа ГК/НГК месторождения. Начальные запасы свободного газа превышают извлекаемые запасы жидких УВ, т.е. в промышленном отношении обе мегапровинции должны рассматриваться как преимущественно газоносные.

За 60 лет проведения ПРР в пределах Западно-Сибирской мегапровинции открыто и частично разведано более 900 месторождений УВ с начальными запасами около 100 млрд т у.т. (извлек.).

Суммарные начальные разведанные запасы УВ в Восточной Сибири составляют менее 5 млрд т у.т., в том числе жидких УВ – менее 1 млрд т у.т. (извлек.). Очевидно лидерство свободного газа в плане промышленной значимости мегапровинции.

Помимо открытых месторождений в пределах СП на многих площадях зафиксированы многочисленные газо- и нефтепроявления и непромышленные притоки УВ. В большинстве областей восточной половины мегапровинции развиты обширные битумные поля и приповерхностные скопления сверхтяжелых нефтей. Эти факты, а также наблюдаемая на многих месторождениях сложная («неустоявшаяся») геофлюидальная система свидетельствуют об активных процессах переформирования с частичным/полным разрушением обычных скоплений нефти и газа, которые продолжают уже длительное время (мезозойский и кайнозойский периоды).

4. При сравнении нефтегазоносности и геофлюидальных систем двух сопряженных в пространстве мегапровинций можно сделать основополагающий вывод о том, что геофлюидальная система ЗСМП – «молодая» (в масштабах геологического времени), динамически активная, «хорошо прогретая», в отличие от таковой в ВСМП – «древней», полуразрушенной, существенно «вымороженной» последними фазами похолодания климата и оледенений (в конце плиоцена и в квартере). Это заставляет многих независимых («неангажированных») экспертов с большой осторожностью относиться к качественной и особенно количественной оценке перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирской мегапровинции.

По расчетам авторов, суммарный УВП Восточной Сибири составляет 57–61 млрд т у.т. (геол.)

Значительная часть нефти (не менее 70–80 % ресурсов и запасов) ВСМП будет сосредоточена в подгазовых оторочках разной величины и строения, что существенно затруднит разработку месторождений типа НГК/ГКН и добычу нефти и газа. Открытие в будущем чисто нефтяных гигантов (более 300 млн т, геол.) маловероятно, в то же время развитие (и обнаружение) двух-трех сверхгигантских (более 1 трлн м³) и 10–12 крупнейших и гигантских (в диапазоне 100–1000 млрд м³) газосодержащих месторождений типа ГК и ГКН имеет реальные перспективы. Однако вопрос об их локализации (о районах и зонах) все так же актуален.

Все будущие открытия гигантских месторождений УВ в Западной Сибири будут приурочены к шельфовым областям мегапровинции (Южно-Карская НГО).

В предстоящие 35–40 лет в пределах обеих мегапровинций предстоит открыть многие тысячи месторождений газа и нефти, однако обнаружение новых уникальных месторождений (более 3 млрд т у.т.) маловероятно.

Список литературы

1. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 400 с.
2. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обз. инф. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Серия «Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья»).

3. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
4. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25. – (Серия «Вести газовой науки»).
5. Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
6. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро и др.; Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
7. Нестеров И.И. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири / И.И. Нестеров, Н.Х. Кулахметов, В.Н. Высоцкий и др. // Геология нефти и газа. – 1991. – № 10. – С. 55–56.
8. Рудкевич М.Я. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М.Я. Рудкевич, В.С. Бочкарев, Е.М. Максимов и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 28. – 175 с.
9. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
10. Шеин В.С. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы / В.С. Шеин, Н.К. Фортунатова, С.В. Ивашко и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 64–88.
11. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 450 с.
12. Ефимов А.С. Программа изучения и освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) – итоги и перспективы / А.С. Ефимов, А.А. Гердт, А.И. Варламов и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 11–17.
13. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ / А.Н. Золотов. – М.: Недра, 1982. – 250 с.
14. Фролов С.В. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна / С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Е.Е. Карнюшина и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 63–75.
15. Карнаухов С.М. Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // IX Всеросс. науч.-техн. конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса»: тезисы докл. – М.: РГУНГ, 2012. – Ч. I. – С. 8–10.
16. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухов // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 16–21.
17. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
18. Клещев К.А. Новые методические подходы к оценке перспектив нефтегазоносности рифейских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / К.А. Клещев, Н.К. Фортунатова, В.Н. Ларкин и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – С. 3–10.
19. Ремизов В.В. Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В. Ремизов, В.И. Резуненко, А.И. Гриценко и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 9–13.
20. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
21. Шаблинская Н.В. Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя / Н.В. Шаблинская. – Л.: Недра, 1982. – 155 с.
22. Бочкарев В.С. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня и др. // Геология нефти и газа. – 2000. – № 1. – С. 2–13.

References

1. Danilov V.N. Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentation basins of the world / V.N. Danilov, N.A. Malyshev, V.A. Skorobogatov et al. – M.: Publishing house of the Academy of mining sciences, 1999. – 400 p.
2. Ermakov V.I. Geological-geochemical and tectonic factors of the gas-bearing capacity forecast of the north of the Western Siberia: educ. inf. / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev. – M.: Geoinformmark, 1997. – 134 p. – (Series «Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of fuel-energy feedstock»).
3. Ermakov V.I. Thermal field and oil-gas-bearing capacity of young plates of the USSR / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov. – M.: Nedra, 1986. – 221 p.
4. Karnaukhov S.M. Era of cenomanian gas: «from sunrise to sunset» / S.M. Karnaukhov, V.A. Skorobogatov, O.G. Kananykhina // Problems of resources' provision of gas-producing areas of Russia up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 15–25. – (Series «Vesti gazovoy nauki»).
5. Kontorovitch V.A. Tectonic structure and history of the development of the Western-Siberian geosyncline during Mesozoic and Cenozoic age / V.A. Kontorovitch, S.Yu. Belyaev, A.E. Kontoritch et al. // Geology and geophysics. – 2001. – T. 42. – № 11–12. – P. 1832–1845.
6. Surkov V.S. Megacomplexes and deep structure of the earth crust of the Western-Siberian Plate / V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, O.G. Zhero et al.; Siberian research institute of geology, geophysics and mineral raw materials. – M.: Nedra, 1986. – 149 p.
7. Nesterov I.I. Correlation and indexation of productive Mesozoic strata of the Western Siberia / I.I. Nesterov, N.H. Kulakhmetov, V.N. Vysotskiy // Oil and gas geology. – 1991. – № 10. – P. 55–56.
8. Rudkevitch M.Ya. Main stages of the geological development history of the Western-Siberian Plate / M.Ya. Rudkevitch, V.S. Bochkarev, E.M. Maksimov et al. // Works of ZapSibNIGNI. – Tyumen, 1970. – Iss. 28. – 175 p.
9. Skorobogatov V.A. Gigantic gas-containing deposits of the world: regularities of placement, formation conditions, reserves, prospects of new discoveries / V.A. Skorobogatov, Yu.B. Silantiev. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 240 p.
10. Shein V.S. Tectonic zoning and prospects of oil-gas bearing capacity of basins of the Siberian platform / V.S. Shein, N.K. Fortunatova, S.V. Ivashko et al. // Oil and gas geology. – 2013. – Special issue. – P. 64–88.
11. Antsiferov A.S. Oil and gas geology of the Siberian platform / A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov et al.; under the editorship of A.E. Kontorovitch, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. – M.: Nedra, 1981. – 450 p.
12. Efimov A.S. Program of study and development of hydrocarbon resources of the Eastern Siberia and Republic of Sakha (Yakutiya) – results and prospects / A.S. Efimov, A.A. Gerdt, A.I. Varlamov et al. // Oil and gas geology. – 2009. – № 6. – P. 11–17.
13. Zolotov A.N. Tectonics and oil-gas bearing capacity of ancient strata / A.N. Zolotov. – M.: Nedra, 1982. – 250 p.
14. Frolov S.V. Oil-gas bearing complexes of the north of Leno-Tungus basin / S.V. Frolov, E.A. Bakay, E.E. Karnyushina et al. // Oil and gas geology. – 2013. – № 3. – P. 63–75.
15. Karnaukhov S.M. Western-Siberian and Eastern-Siberian sedimentation megabasins: comparative characteristics of geological structure, ontogenesis of hydrocarbons, oil and gas reserves and resources / S.M. Karnaukhov, V.A. Skorobogatov // IX All-Russian research conference «Topical problems of development of oil and gas complex»: abstracts. – M.: RGUNG, 2012. – P. I. – P. 8–10.
16. Skorobogatov V.A. Gas potential of mineral resources of sedimentation basins of the Northern and Eastern Eurasia: development strategy / V.A. Skorobogatov, S.M. Karnaukhov // Gas Industry. – 2007. – № 3. – P. 16–21.
17. Skorobogatov V.A. Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov, V.D. Kopeev. – M.: Nedra-Biznesssent, 2003. – 352 p.
18. Klechev K.A. New methodical approaches to the assessment of prospects of oil-gas bearing capacity of Riphean deposits of the Leno-Tungus oil-gas bearing province / K.A. Klechev, N.K. Fortunatov, V.N. Larkin et al. // Oil and gas geology. – 2009. – № 3. – P. 3–10.
19. Remizov V.V. Problems of gas resources' development of Siberia and Far East / V.V. Remizov, V.I. Rezenenko, A.I. Gritsenko et al. // Gas Industry. 2000. – № 9. – P.9–13.
20. Varlamov A.I. Quantitative assessment of the resource potential of hydrocarbon raw materials of Russia and immediate prospects of its explored part / A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov, M.I. Lodgevskaya et al. // Oil and gas geology. – 2013. – Special issue – P. 4–13.
21. Shablinskaya N.V. Fault tectonics of the Western-Siberian and Timano-Pechora plates and issues of oil-gas bearing capacity of the Paleozoic / N.V. Shablinskaya. – L.: Nedra, 1982. – 155 p.
22. Bochkarev V.S. Main problems of stratigraphy of Mesozoic oil-gas bearing deposits of the Western Siberia / V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov, N.P. Dechenya et al. // Oil and gas geology. – 2000. – № 1. – P. 2–13.

УДК 553.98:336

О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева, Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина

Геолого-экономическое обоснование выбора первоочередных объектов для лицензирования

Ключевые слова:

углеводороды, запасы, экономика, объекты, лицензирование, рентабельность, оценка рентабельности.

Keywords:

hydrocarbons, reserves, economics, areas, licensing, cost-effectiveness, cost-effectiveness assessment.

Радикальные преобразования экономики, связанные с переходом ее на эффективный рыночный механизм, обуславливают необходимость разработки и внедрения новых методов предынвестиционной оценки проектов освоения газовых и газоконденсатных месторождений для снижения геологических и технологических рисков. Методология формирования и оценки инвестиционного проекта (проектный анализ) направлена на комплексное и многоаспектное исследование, отражающее многостадийную и многофакторную структуру проекта. Важнейшей частью этой структуры являются анализ рисков и комплекс мероприятий (управление или менеджмент) по их снижению, в том числе на основе кластерного (или портфельного) анализа.

Инвестиционное проектирование, как правило, осуществляется в условиях значительной неопределенности, т.е. ограниченного, чем это необходимо, объема информации. Кроме этого, неопределенность обусловлена недостаточной надежностью (достоверностью) информации. Частичное (или полное) снятие неопределенности осуществляется в результате получения дополнительных данных. Это достигается или проведением новых (геологоразведочных, инженерных, экологических и др.) исследований, или получением (в результате комплексного анализа, моделирования и т.п.) неустраиваемых ранее данных [1].

Проведенный анализ выявления месторождений и, соответственно, перспективных объектов указывает, что динамика распределения вероятности открываемых месторождений в процессе поискового цикла в большинстве случаев характеризуется резким левосторонним (в сторону уменьшения) смещением запасов открываемых месторождений на границе его первой и второй третей периода освоения территорий. Распределение открываемых месторождений во второй и последней третях близки к ожидаемому прогнозу.

В пределах древних нефтегазоносных бассейнов (НГБ) доля пяти крупнейших месторождений в структуре запасов не превышает 30–40 %, в то время как в пределах НГБ молодых платформ и современных пассивных окраин она достигает 80–85 %. Последнее указывает на возможность априорной (допоисковой) оценки доли и значимости данных скоплений в ожидаемой структуре месторождений (по крупности). В настоящее время доля малых месторождений фонда ожидаемых открытий в пределах Западно-Сибирской (постгерцинской) платформы превышает 99 %.

Приведенная информация указывает на возможности априорного обоснования выбора объектов для инвестирования. Отметим, что решения о проведении геологоразведочных работ (ГРП) и реализации технологических мероприятий по утилизации ресурсов открываемых скоплений углеводородов являются ключевыми (с точки зрения экономических последствий) в цепочке управленческих решений при освоении месторождений нефти и газа. Однако методы подготовки и принятия решений очень слабо ориентированы на экономические решения. Для западных добывающих компаний анализ управленческих решений в области оценки экономических результатов уже длительный период является общепринятым.

В настоящее время положение меняется. В значительной мере это связано с тем, что в качестве инвесторов выступает не государство, а сами добывающие компании. Вполне естественно, что они заинтересованы минимизировать геолого-инвестиционные риски, связанные с освоением разномасштабных нефтегазовых объектов, характеризующихся различной степенью изученности.

Понятие геологического риска пока не устойчиво («не прижилось»), технологическому риску в этом отношении «повезло» более [2]. При оценке инвестиционной привлекательности нефтегазоносного объекта проводится моделирование по крайней мере трех основных составляющих процесса принятия решений: геологической, технологической, экономической.

Эти составляющие формируют последовательность принятия решений, в том числе структуру риск-анализа. Очевидно, что геологический риск и степень информационной обеспеченности, контролируемые неопределенность моделирования, связаны обратной зависимостью, а любая оценка носит вероятностный характер. При этом исходные геологические, в том числе промысловые, параметры могут неоднократно меняться в результате переинтерпретации исходных данных. Это определяет необходимость мониторинга моделей с целью корректировки бизнес-планов компании (если появляется необходимость).

При оценке перспектив освоения лицензируемого участка или локального объекта, в том числе месторождения, ряд исследователей считают целесообразным определение геологического риска как вероятности того, что реальные геологические ресурсы/запасы углеводородов (УВ) (или особенности геологической модели) окажутся ниже ожидаемого уровня (т.е. неадекватными реальной модели). Вероятностные параметры геологического риска непосредственно связаны с параметрами оценки и определяются тремя факторами:

- 1) адекватностью предполагаемых ловушек реально существующим;
- 2) адекватностью фильтрационно-емкостных параметров резервуара;
- 3) наличием УВ и адекватностью качественного и фазового состава УВ.

Экспресс-оценка локализованных ресурсов основана на стохастической генетике параметров подсчета. Авторами учитывались четыре параметра: площадь (км²), толщина (мощность) потенциального продуктивного пласта (м), пористость (%), извлечение УВ (м³ газа / м³ резервуара).

В случае анизотропной модели изменения подсчетных параметров (увеличения с различным градиентом) отмечается большой разброс оценок локализованных ресурсов/запасов УВ. Они меняются от минимальной (при вероятности P_{90}) до максимальной (при P_{10}).

Приведенная информация указывает на наличие стохастической генетики трансформации структуры УВ-потенциала: по мере освоения УВ-потенциала разномасштабных регионально-зональных объектов доля малых месторождений газа и нефти увеличивается. Для трансформации фонда выявленных перспективных объектов в фонд месторождений характерны два варианта – пессимистический и оптимистический.

Отметим, что возможны и аномальные случаи, когда в результате проведения ГРП выявленные запасы УВ превышают оцененные ранее ресурсы (чаще в пределах конкретного локального объекта). Примером такого случая являются результаты опосредования территорий Оренбургского и Астраханского месторождений, в пределах которых вначале разбуривались локальные поднятия, рассматриваемые как самостоятельные объекты поиска (Светлошаринское, Аксарайское, Долгожданное, Краснохолмское и др.). И лишь в результате бурения скважин между ними, в том числе в седловинах, были выявлены уникальные месторождения УВ, запасы которых многократно превысили локализованные ресурсы этих локальных поднятий.

Повышение изученности объекта уменьшает разброс стохастических оценок, это происходит за счет уменьшения маловероятных и увеличения более вероятных оценок запасов УВ.

Обычно при экономической оценке инвестиционных проектов (ИП) используются методы [1]:

- 1) чистой приведенной стоимости (*NPV*);
- 2) индекса рентабельности (*PI*);
- 3) внутренней процентной ставки (*IRR*);
- 4) срока окупаемости (*PP*).

В основном эти методы основаны на дисконтировании.

Метод чистой приведенной стоимости (*NPV*) основан на сопоставлении дисконтированных величин инвестиций и генерируемых ими доходов:

$$NPV_{ij} = Co_j + \sum_{k=1}^n \frac{(P_{kj} - C_{kj})}{(I + r)^k},$$

где P_{kj} – доход (чистая прибыль) в k -ом году; C_{kj} – инвестиции в j -ом году (величина всех издержек); r – «желаемая» рентабельность (ставка дисконтирования) проекта; I – рентабельность инвестиций с нулевым риском (она обычно близка к уровню инфляции); n – коли-

чество мест, в которых будет осуществляться ИП, начиная с момента начала его финансирования (Co_j).

Критерием положительного принятия решения является $NPV > 0$.

Метод индекса рентабельности (PI), по сути, является продолжением предыдущего. Индекс рентабельности определяется по формуле

$$PI = \left(\sum_k \frac{P_k}{(I+r)^k} \right) IC,$$

где IC – дисконтированная величина инвестиций.

Проект привлекателен, если $PI > 1$.

Метод внутренней процентной ставки (IRR). Внутренняя процентная ставка является той нормой дисконта, при которой величины дисконтированного дохода и дисконтированных инвестиций равны, т.е. являются решением уравнения

$$\sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(I+r)^k} = \sum_{jk}^m \frac{IC}{(I+i)^j},$$

где m – количество лет, в течение которых будут осуществляться капиталовложения.

$IRR = r$, при котором $NPV = 0$.

Метод определения срока окупаемости (PP) в период времени, за который дисконтированные величины дохода от проекта и инвестиций в проекте сравниваются, т.е. $PP = n$, при котором

$$\sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(I+r)^k} = IC.$$

Данные методы являются основой для разработки методик геолого-экономической кластеризации новых объектов с целью освоения их УВ-потенциала в ряде нефтегазовых компаний и предприятий. В этих методиках используются однозначные параметры: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД) и др.

Многие критерии и показатели являются специфическими для местных условий [3]. Они составляют два типовых ряда – экономический и геолого-технологический. Структура каждого из них характеризуется своей генетикой.

Геолого-технологический ряд формируется последовательностью трех блоков: запасы → резервуар → УВ-продуктивная система.

Экономический ряд состоит из двух частей: стоимость добытых УВ → затраты на

их освоение (в том числе с учетом отчислений и инфляции), т.е. определяется ЧДД (NPV или g_{NPV}).

В качестве основного критерия эффективности каждого отдельно взятого элементарного ИП, рассматриваемого как конкретная реализация из генеральной совокупности, удобнее всего взять чистую приведенную (дисконтированную) стоимость проекта NPV_{ij} (i – номер варианта, допустим, геологической модели (УВ-объекта) с соответствующей оценкой запасов, а j – номер варианта стоимостных оценок издержек и доходов). Если обозначить вероятность j -го варианта стоимостных оценок затрат и доходов через g , то среднюю ожидаемую величину NPV для i -го варианта модели можно рассчитать по формуле

$$NPV_i = \sum_{j=1}^n q_j NPV_{ij}$$

при естественных ограничениях $\sum_{j=1}^m q_j = 1$,

где m – число вероятных исходов по стоимостным оценкам.

Принимая решения об эффективности ИП в условиях неопределенности, инвестор решает как минимум двухкритериальную задачу – оптимального сочетания «риск – доход» ИП. Очевидно, что найти идеальный вариант «максимальный доход – минимальный риск» удастся в редких случаях.

Результаты геолого-экономической оценки позволяют провести ранжирование перспективных объектов. Модели ранжирования перспективных объектов и месторождений указывают на наличие различных кластерных ситуаций: схожие по размерам малые месторождения (или объекты) могут характеризоваться различным риском освоения и, наоборот, расположенные в одном кластере предпочтительности УВ-объекты могут существенно различаться по геолого-технологическим показателям.

В таблице представлены результаты экспертного ранжирования 60 объектов Гыданской нефтегазоносной области (НГО) [4]. Наглядно показано, что наиболее предпочтительными для освоения являются 10 наиболее крупных объектов (выделены зеленым цветом). Остальные относятся к категории малых (с запасами или ресурсами менее 40 млрд м³). Очевидно, что для бизнес-планирования данной НГО необходима комплексная кластеризация объектов,

Гыданская НГО.
Результаты предварительного ранжирования перспективных объектов

Объект	Нефтегазовый комплекс	Ресурсы категории С ₃ , млн т н.э.		Рейтинг		
		газ	нефть	прибыль	убыток	предпочтительность
Волновая	юра	0,8	0,3	+----	----	----
Вост. Корпачевская	юра	13,4	–	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Вост. Садарская	н. мел	7	–	+ – – –	– – – –	– – – –
Вост. Хасырейская	в. мел	4,86	2,2	+ – – –	+ – – –	+ – – –
Вост. Ялятинская	н. мел	–	3,6	+ – – –	+ – – –	+ – – –
Яртояхинская	мел	56	–	+ + + –	+ + – –	+ + + –
Галияхинская	н. мел	31	1,3	+ + + –	+ + – –	+ + + –
Глубинная	мел	–	2,4	+ + + –	+ + – –	+ + + –
Дровяная	н. мел, юра	34,8	4,7	+ – – –	– – – –	– – – –
Зап. Антипаютинская	н. мел	–	1,1	+ + + +	– – + +	+ + + +
Зап. Геофизическая	мел, юра	204,8	6,5	+ – – –	+ – – –	+ – – –
Зап. Парусная	в. мел	6	–	+ + – –	+ – – –	+ – – –
Зап. Солпатинская	н. мел	14	–	+ – – –	+ – – –	+ – – –
Зап. Сопочная	мел	5	–	+ – – –	– – – –	– – – –
Заречная	мел, юра	1,05	0,9	+ + + –	– – + +	+ + + +
Каркасная	мел	98	15,4	+ + – –	+ – – –	+ + – –
Кустарниковая	н. мел	5	5,6	+ + + –	+ + – –	+ + + –
Лунная	мел, юра	50	6	+ + – –	+ + – –	+ + –
Малогыданская	н. мел	5	1	+ + + +	+ + – –	+ + + +
Меркуяхинская	мел	190	14	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Михайлинская	н. мел	22,1	10,1	+ – – –	+ + – –	+ – – –
Мозаичная	в. мел	4,1	–	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Мраморная	мел	8,8	2	+ – – –	+ – – –	+ – – –
Нижне-Ялятинская	в. мел	4,8	–	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Новоялятинская	мел	13,6	–	+ – – –	+ – – –	+ + + +
Приречная	н. мел	68,7	14,3	+ + – –	+ + – –	+ – – –
Садарская	н. мел	8	–	+ + + –	+ + – –	+ + – –
Сахаровская	н. мел, юра	8,1	1	+ – – –	+ – – –	– – –
Сев. Антипаютинская	н. мел	–	0,9	+ + – –	+ + – –	+ + –
Сев. Гыданская	н. мел	41	12	+ + – –	+ + – –	+ – – –
Сев. Кустарниковская	н. мел, юра	3,1	1,4	– – – –	– – – +	+ – – –
Сев. Мессояхская	н. мел, юра	9,2	–	+ + + –	+ + – –	+ – – –
Сев. Минховская	мел	5,9	–	+ – – –	+ + – –	+ + + +
Сев. Русская	н. мел, юра	58	21,3	+ + – –	+ + – –	+ + + +
Сев. Танамская	н. мел	70	7	+ – – –	+ – – –	+ + – –
Сев. Таловейская	мел, юра	25,3	–	+ + + –	+ – – –	+ – – –
Сев. Угловая	в. мел	8	–	+ + + –	+ – – –	+ + – –
Сев. Ядаяхская	н. мел	37	–	+ + + –	+ + – –	+ + – –
Сопочная	мел	18	2	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Тасейско-Заполярная	мел	20,48	–	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Толавейская	н. мел	14	–	+ + + –	+ – – –	+ + – –
Торамуйская	мел	37	–	+ + + +	+ + – –	+ – – –
Угловая	мел	70	11	+ + + –	+ + –	+ + – –
Юж. Гыданская 1	н. мел	70	1	+ + + –	+ + – –	+ + + –
Юж. Гыданская 2	н. мел	70	1	+ + – –	+ – – –	+ + + +
Юж. Кустарниковская	мел, юра	9	–	+ + + –	+ + – –	+ + + +
Юж. Солетская	н. мел, юра	48	2	+ + – –	+ + + –	+ – – –
Юж. Угловая	в. мел	16	16	+ + – –	+ + – –	+ + + –
Юж. Ялятинская	н. мел	20	6	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Юрская	н. мел, юра	13,9	–	+ + – –	+ + – –	+ + –
Ягельная	мел	9	–	+ + + +	+ + – –	+ + –
Ялятинская	н. мел	29,6	–	+ + + +	+ + – –	+ + – –
Яртояхинская	н. мел	60	3	+ + – –	+ + – –	+ + + –
Антипаютинское	н. мел	56,5	19,5	+ + – –	+ + + –	+ + + +
Вост. Минховское	н. мел	5	4	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Геофизическое	в. мел	17,9	–	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Зап. Юрхаровское	н. мел	–	13,8	+ + – –	+ + – –	+ + – –
Минховское	н. мел, юра	12	–	+ + – –	+ + – –	+ – – –
Тога-Яхинское	н. мел	35	–	+ + + –	+ + – –	+ + – –
Штормовое	н. мел	114	60	+ + + +	+ + –	+ + + +

инструментом которой являются портфельный анализ (ПА) и ранжирование объектов. Последнее является упрощенным вариантом ПА [5].

Данные исследования должны быть обязательной составляющей снижения риска освоения малых месторождений УВ. Упрощенный алгоритм этого «инструментария» заключается в сопоставлении геолого- и технологико-экономических параметров освоения и выборе наиболее перспективных объектов.

Влияние на реализацию инвестиционного проекта характеризует структуру формирования доходной и затратной статей проекта и в конечном итоге оценки *NPV*.

В процессе разработки бизнес-плана нередко оценивается до десяти возможных стратегий, каждой из которых свойственна своя совокупность рисков [1]. Детальное описание этих совокупностей затруднено, что лимитирует возможности мероприятий по их снижению. С целью преодоления этого, а также определения риск-менеджмента используются карты риска.

Результаты геолого-экономического ранжирования и исследования позволили провести кластеризацию перспективных территорий по степени экономической значимости. Большая часть этих объектов и «приближенных» к ним располагаются в центральной субширотной зоне Гыданской НГО.

Оговоримся сразу, что приведенные количественные показатели ранжирования имеют в большей степени относительный характер, который в незначительной мере (пространственно) совпадает с вариантом экономической эффективности. Показатель ценности недр (тыс. у.е./км²) варьируется от 450 в районе «треугольника» месторождений Геофизическое – Солетское – Гыданское до 50–55 в приграничных с Красноярским краем районах. Уменьшение ценности недр прогнозируется от Утреннего месторождения в северном направлении к окончанию полуострова. В южном и восточном направлениях от центральной (субширотной) зоны Гыданской НГО отмечаются локальные участки повышенной ценности недр: в районах Танамской группы объектов и Антипаютинского (совместно с Тотояхинским и Минховским) месторождения, которые являются характеристиками стоимостного блока их освоения [5].

Очевидно, что перспективные объекты (проспекты), расположенные в зоне повышенной УВ-ценности недр, являются первоочередными для формирования портфеля перспективных для лицензирования структур (перспективных участков и зон развития структурно-литологических ловушек и др.).

Список литературы

1. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска / Ю.П. Ампилов. – М.: Геоинформарк, 2002. – 182 с.
2. Гудымова Т.В. Геолого-экономический мониторинг сырьевой базы углеводородов / Т.В. Гудымова, Л.Е. Николаева, Ю.Б. Силантьев и др. // Газовая геология России (вчера, сегодня, завтра). – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 92–101.
3. Батурин Ю.Н. Прогнозирование освоения ресурсов нефти и газа в рыночных условиях / Ю.Н. Батурин // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6. – С. 39–43.
4. Атлас распределенного фонда Российской Федерации. – М.: МПР, Аэрогеология, 2002. – 181 с.
5. Назаров В.И. Экономическая оценка ресурсов нефти и газа России / В.И. Назаров, В.Д. Наливкин // Геология нефти и газа. – 1997. – № 10. – С. 15–25.

References

1. Ampilov Yu.P. Methods of geological-economic simulation of oil and gas resources and reserves taking into account uncertainty and risk / Yu.P. Ampilov. – M.: Geoinformark, 2002. – 182 p.
2. Gudymova T.V. Geological-economic monitoring of the hydrocarbon raw materials base / T.V. Gudymova, L.E. Nikolaeva, Yu.B. Silantiev et al. // Gas geology of Russia (yesterday, today and tomorrow). – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 92–101.
3. Baturin Yu.N. Forecasting of oil and gas resource development in market conditions / Yu.N. Baturin // Oil and gas geology. – 1994. – № 6. – P. 39–43.
4. Atlas of distributed reserves of the Russian Federation. – M.: MNP, Aerogeology, 2002. – 181 p.
5. Nazarov V.I. Economic assessment of oil and gas resources of Russia / V.I. Nazarov, V.D. Nalivkin // Oil and gas geology. – 1997. – № 10. – P. 15–25.

УДК 55(262.81)

Ю.Б. Силантьев

Особенности геологического строения и нефтегазоносности северо-западной части Каспийского моря

В настоящее время нефтегазовый потенциал северо-западной части Каспийского моря находится на начальной (регионально-рекогносцировочной) стадии изучения строения и нефтегазоносности. В значительной мере низкая региональная геологическая изученность обусловлена приуроченностью к «белой» зоне предельного мелководья, в пределах которой проведение обычной сейсморазведки затруднено. Аналогичные трудности характерны и для акватории Северного Каспия, где выявлены уникальные скопления углеводородов (УВ) зоны Кашаган. В непосредственной близости от этой акватории находится группа перспективных объектов Джамбай-Море, Джамбай Южный и др., большая часть которых относится к акваториальной части территории Казахстана [1].

В тектоническом плане северо-западный сектор Каспийского моря (СЗСКМ) находится в зоне сочленения двух гетерогенных мегаструктур: древней Русской платформы (Прикаспийская впадина) и эпигерцинской Скифско-Туранской плиты (кряж Карпинского и Восточно-Маньчский прогиб) [2].

В гравимагнитных полях СЗСКМ является зоной перехода от Северо-Каспийского гравитационного максимума, связанного с «базальтификацией» земной коры в районе Астраханско-Южно-Эмбенского перикратонного прогиба, к Среднекаспийской области зональных минимумов. Особенность магнитного поля этой территории – наличие субширотной зональности, обусловленной ее приуроченностью к зоне сочленения регионального геомагнитного максимума Скифско-Туранской плиты и регионального геомагнитного минимума Южно-Прикаспийско-Северо-Устьюртского мегаблока [3].

Сейсмологическое районирование СЗСКМ характеризуется наличием двух зон: Северной и Южной. В пределах Северной зоны, связанной с Северо-Каспийским (Прикаспийским) центром седиментации, наиболее уверенно выделяются отражающие горизонты I и V – поверхности мела и юры (подшвы мела) соответственно. Менее уверенно прослеживаются отраженные волны от горизонтов II и IV, отождествляемые с поверхностью аптских и доюрских образований соответственно.

Во временном разрезе Южной зоны (акватория Среднего Каспия) выделяются до 15 отражающих поверхностей, основные из которых приурочены к кровле палеогена (I), подошвенным частям сенон-турона (II), альба (IIIa), неокома (IIIc), батбайоса (IV), поверхности доюрских отложений (V) и размытой поверхности палеозоя (VI) [4].

Большая часть картируемых горизонтов приурочена к поверхностям региональных и зональных стратиграфических перерывов, что осложняет их хронологическую прослеживаемость (стратиграфическую корреляцию).

Район северо-западного сектора Каспийского моря находится в транзитной зоне, в тектоническом плане связанной с областью сочленения разновозрастных платформ: докембрийской Восточно-Европейской и эпипалеозойской Скифско-Туранской, выделяющейся в зоне транспрессивного влияния области альпийского орогенеза. Это обуславливает гетерогенный характер структуры фундамента и осадочного чехла рассматриваемой акватории, в том числе указывает на наличие древнего (Прикаспийского) автохтона кряжа Карпинского под аллохтоном Скифской плиты.

Ключевые слова:

Каспийское море, геофизические поля, малые месторождения газа, катагенез ОВ, риски.

Keywords:

Caspian Sea, geophysical fields, little gas fields, organics katagenesis, risks.

Восточно-Европейская платформа, точнее ее нижнепалеозойско-рифейский комплекс, формирует автохтонный комплекс кряжа Карпинского, в том числе его северной части – Каракульско-Смушковской зоны дислокаций. По данным Ю.А. Воложа и др. (1996 и 1997 гг.), В.Е. Зиньковского (1985 г.) и др., автохтонный комплекс древней платформы простирается до широты г. Лагань (бывший Каспийский), формируя Астрахано-Каспийский сегмент перикратонного опускания древней платформы. На рис. 1 предложен вариант тектонической схемы северо-западного сектора Каспийского моря.

Обособляемые зоной поперечных разломов северная и южная части участка корреспондируются с районированием гравимагнитных полей. Выделяются две зоны прогибания – Лаганская и Маныч-Дарчинская. Если вторая корреспондируется с зоной Кумо-Манычского прогиба по верхней части осадочного чехла, то первая трансформируется по верхним горизонтам в системы антиклинальных поднятий – Промысловско-Ракушечную и примыкающую к ней Камышанско-Лаганскую [3].

Тектоностиль СЗСКМ обусловлен наличием доплитного и плитного комплексов. Тектонический стиль доплитного комплекса, вклю-

чающий тафрогенный комплекс доюрских образований Скифско-Туранской платформы, характеризуется значительной блоковой дислоцированностью, определенной системами геодинамически активных нарушений в доальпийское время: ортогональной и диагональной, контролирующей пространственную динамику Северо-Каспийского сегмента бассейнов Тетис (Палеотетис, частично Мидтетис). Тектонико-седиментационный стиль плитного комплекса имеет меньшую структурно-морфологическую дифференциацию. Ряд доплитных структур испытали инверсию. Так, большая часть Укатненского поднятия (частью которого являлся Ракушечный вал) трансформировалась в часть Северо-Каспийской депрессии, точнее в Зюдевский прогиб. Это указывает на неотектоническую перестройку осадочных бассейнов (на этапе Мидтетиса) Северного и Среднего Каспия.

По опорным поверхностям мезо-кайнозойских отложений складчато-блоковая тектоника фундамента (и тафрогенного комплекса) трансформируется в менее дифференцированные структурные планы, степень расчленения которых ослабевает вверх по разрезу от доюрских до палеоген-четвертичных пород [1, 2, 3].

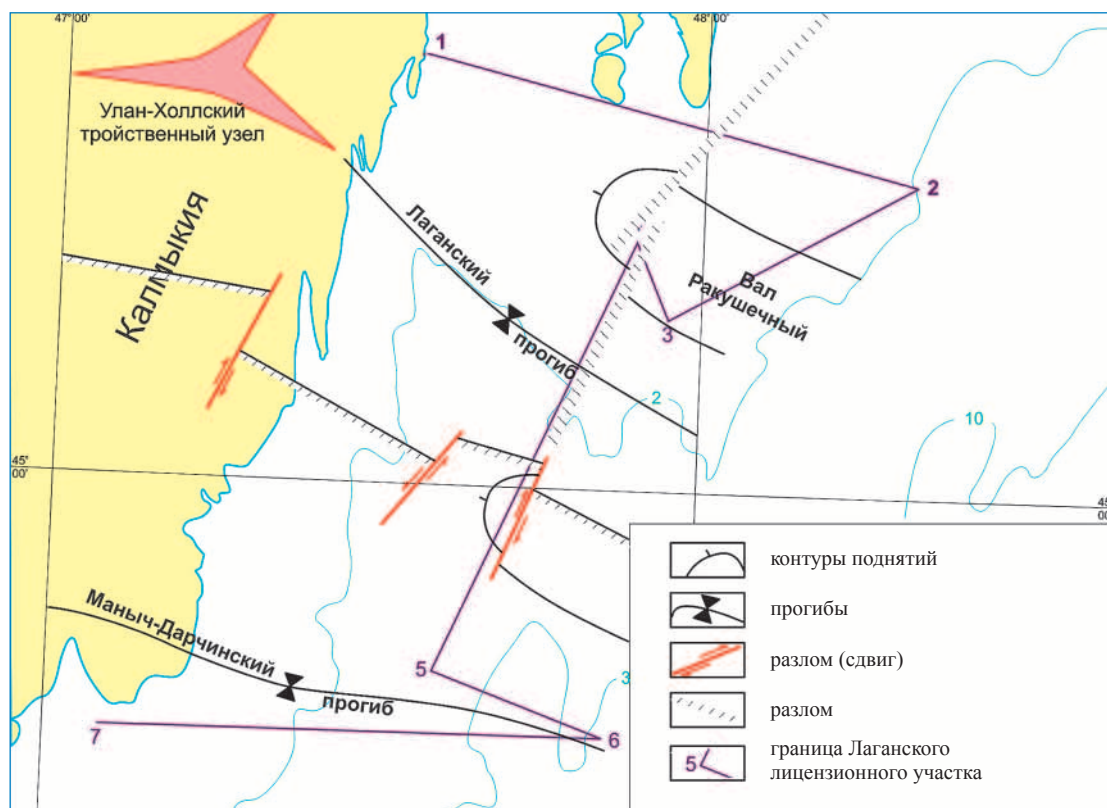
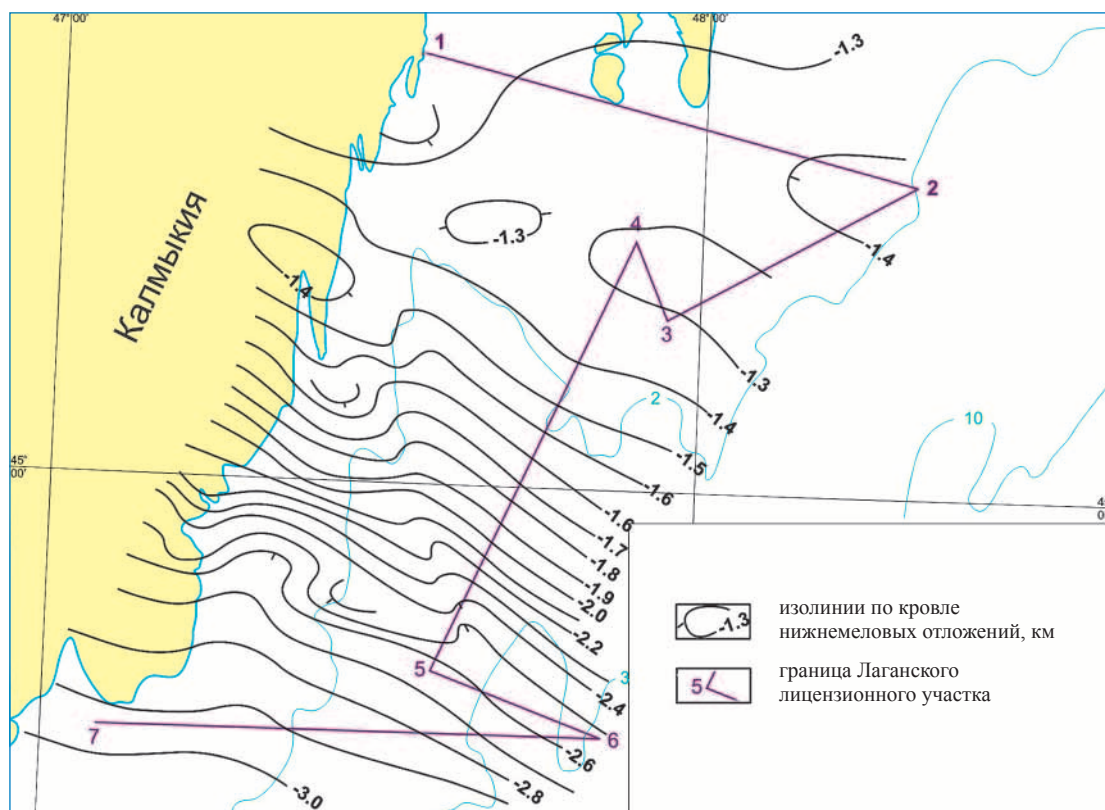


Рис. 1. Северо-западный сектор Каспийского моря. Тектоническая схема (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2003 г.)



**Рис. 2. Северо-западный сектор Каспийского моря.
Структурная карта поверхности нижнемеловых отложений**

На рис. 2 представлена структурная схема поверхности раннего мела (вариант 1996 г.).

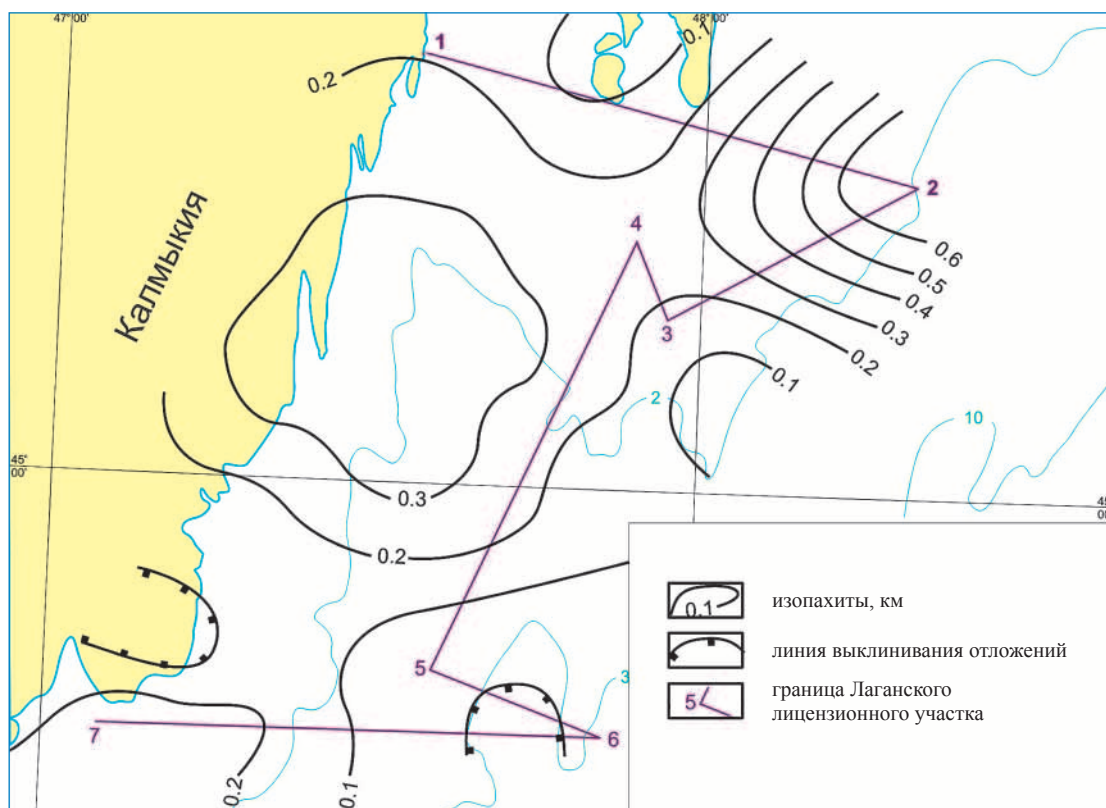
Как видно, гипсометрическое строение СЗСКМ по этому горизонту характеризуется моноклинальным падением от 1,2–1,3 тыс. м в северной части до 2,8–3,0 тыс. м в южной. На фоне этого погружения в северной половине ЛБ обособляется субширотная зона относительно амплитудных поднятий. Впоследствии (в 1999 и 2005 гг.) наличие этих поднятий было подтверждено результатами сейсмических исследований PGS – ЗАО «Геоазар».

Осадочный чехол рассматриваемого региона сложен гетерогенными осадочными литологическими образованиями: тафrogenными и платформенными. Стратиграфический интервал пород осадочного чехла увеличивается с юга на север. Автохтонный комплекс перикратонного обрамления Восточно-Европейской платформы из осадочного чехла ЛБ исключается вследствие жестких термобарических условий больших глубин и характеризуется высоким метаморфизмом пород и рассеянного органического вещества (ОВ) сильно дислоцированного промежуточного комплекса более молодых платформ [3].

Домезозойское (позднепермское) время характеризуется формированием красноцветных терригенных образований, седиментация которых происходила в основном в пределах тафrogenных впадин эпипалеозойских блоков [5].

В **триасовую эпоху** произошла трансгрессия моря (в раннем триасе), которая в среднем триасе сменилась его регрессией с изоляцией внутренних шельфовых бассейнов седиментации от океана Палеотетис. В пределах СЗСКМ в разрезе триаса преобладают терригенные (песчано-глинистые) образования. В позднем триасе в пределах Северо-Кавказской эпипалеозойской платформы формировался вулканогенно-осадочный комплекс ногайской свиты, мощность которого изменяется от 7000 (в пределах тафrogenов) до 400 м (в пределах выступов).

Юрское время характеризуется трансгрессией моря со стороны океана Тетис (Мидтетис) и преобладанием преимущественно шельфового осадконакопления. На рис. 3 представлен фрагмент схемы толщин отложений нижней (добайосской) юры. Выделяется субширотная зона седиментации, депоцентры которой коррелируются с Придорожным (Западным) и Зюдевским (Восточным) прогибами.



**Рис. 3. Северо-западный сектор Каспийского моря.
Схема толщин отложений нижней (добайосской) юры**

В среднеюрское время процессы морской седиментации охватили весь СЗСКМ. Область шельфовой седиментации включала даже западную часть Прикаспийской впадины. Позднеюрский период отличается интенсивным тектоническим режимом (воздыманием) и преобладанием регрессионных условий, обусловивших формирование и хемогенных, в том числе галогенных, образований кимериджита (волжского яруса и т.п.) [1].

Меловая эпоха отмечается сохранением стабилизации тектонического режима, сопровождающейся плавной трансгрессией моря. Последнее выразилось в преимущественном накоплении терригенных отложений в ранне-меловое время и карбонатной седиментации в поздне-меловое. По сравнению с подстилающими литолого-фациальными комплексами распределение мощностей мела имеет менее дифференцированный характер [6]. В конце мелового времени происходит сокращение акватории моря, связанное с неотектоническими орогенезами Урала.

В **палеогеновый период** продолжалась регрессия моря, которая была ненадолго прервана эоценовой трансгрессией. Это время

характеризуется седиментацией карбонатных и терригенных образований, пространственно-временная локализация депоцентров которых происходила соответственно в пределах шельфовых (кряж Карпинского) и глубоководных (Сулакская впадина) зон.

В **олигоценый этап** в результате воздымания обширных районов Русской платформы и архипелага Большого Кавказа происходит накопление мощных песчано-глинистых флишеподобных толщ раннего майкопа.

Неоген-четвертичный период характеризуется постепенной изоляцией Восточного Паратетиса от Неотетиса (в том числе Средиземноморья), обособлением Азово-Черноморского, Каспийского и Аральского бассейнов. В это время формировались толщи преимущественно глинистых отложений с депоцентром седиментации в Сулакском прогибе, где мощность майкопа превышает 2,5 км.

В миоцене происходит интенсификация альпийского орогенеза Большого Кавказа с формированием субширотно ориентированных компенсационных депрессий и прогибов, в том числе систем Придорожной и Зюдевской впадин, Кумо-Манычского мегапрогиба и т.д.

В пределах этих зон отмечается накопление преимущественно терригенных глинистых образований. В пределах других участков СЗСКМ происходило формирование авандельтовых отложений Большой Волги, локализованных в системе фаново-руслых зон [7].

В четвертичное время происходит окончательное формирование литолого-седиментационной структуры Арало-Каспийского региона, в том числе за счет трансгрессивной седиментации более опресненных морских и прибрежно-болотных образований.

По данным проведенных в прибрежной части Калмыкии и акватории «Северного» блока нефтегазопроисхождения исследований нефтегазоносность может быть приурочена к нескольким нефтегазоносным комплексам, различным по строению. Масштаб нефтегазоносности определяется пространственным положением очагов генерации.

Особенности структуры седиментации осадочного разреза СЗСКМ обуславливают пространственно-стратиграфическую локализацию нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), динамику их прогрева и в конечном счете особенности нефтегазонакопления в конкретных регионах (и перспективных объектах).

Тафрогенный комплекс отложений, подстилающий мезозой-кайнозойский осадочный чехол, характеризуется сравнительно низким содержанием ОВ. В отложениях дьяновской и нефтекумской свит Кумо-Маньчского мегапрогиба его показатель не превышает 0,5–0,6 %, что свидетельствует об отсутствии мощных очагов генерации УВ в тафрогенном комплексе. Депоцентры седиментации в них прогнозируются вдоль южной границы СЗСКМ.

В разрезе мезокайнозойских отложений среднего и северного Каспия выделяют пять литолого-стратиграфических комплексов [3] с повышенным содержанием рассеянного ОВ, которые можно рассматривать в качестве потенциальных НГМТ: среднетриасовый, среднеюрский (бат-байос), нижнемеловой (апт-альб), эоценовый (кумский), олигоцен-миоценовый (майкопский).

В пределах СЗСКМ в качестве эффективных НГМТ следует рассматривать лишь нижнемеловой и среднеюрский литолого-седиментационные комплексы. В юрских отложениях установлено наибольшее содержание ОВ преимущественно сапропелевого типа (в среднем в пределах Прикумского вала – 1,5 %).

В меловых (апт-альбских) отложениях повышенное содержание сапропелевой органики превышает 1,5 % (в пределах кряжа Карпинского). Максимальный показатель ОВ отмечается в кайнозойских образованиях (в среднем 2–4 %). Пространственные соотношения между рассмотренными выше НГМТ имеют преимущественно регрессионный характер, обусловленный сокращением площади морских бассейнов [5].

На рис. 4 и 5 представлены «поля» катагенеза органического вещества СЗСКМ по двум уровням – поверхности доюрских отложений и кровле отложений майкопской свиты.

Поле катагенеза органического вещества СЗСКМ по поверхности доюрских отложений характеризуется увеличением интенсивности метаморфизма ОВ в южном направлении от МК₃ до МК₅. Следовательно, ОВ доюрского комплекса отложений находится в основном в главной фазе газообразования (ГФГ). Лишь северная часть рассматриваемой акватории относится к зоне главной фазы нефтеобразования (ГФН). В пределах СЗСКМ возможные очаги генерации УВ в отложениях триаса связаны с небольшими депоцентрами седиментации, пространственно контролируемые тафрогенными прогибами в южной части акватории.

Поле катагенеза ОВ на уровне кровли майкопской свиты характеризуется ослабленным метаморфизмом ОВ: уровни катагенеза не превышают МК₂. Это указывает на вероятность нахождения отложений палеогена в ГФН лишь в пределах южной (наиболее погруженной) части СЗСКМ.

В пределах акватории Северного и Среднего Каспия (где расположен СЗСКМ) традиционно выделяются (или прогнозируются) пять основных типов ловушек УВ: структурный, литологический, стратиграфический, тектонически экранированный, комбинированный.

Большинство месторождений Юго-Восточной Калмыкии, примыкающей к северо-западной части Каспийского моря, приурочено к ловушкам структурного типа, в том числе осложненным разломами. Вторую группу по значимости составляют ловушки литологического и стратиграфического типов, которые вследствие лучшей разведанности обнаружены в пределах Прикумско-Тюленьей зоны Равнинного (Северного) Дагестана (ее морское продолжение трассируется вдоль южной части СЗСКМ).

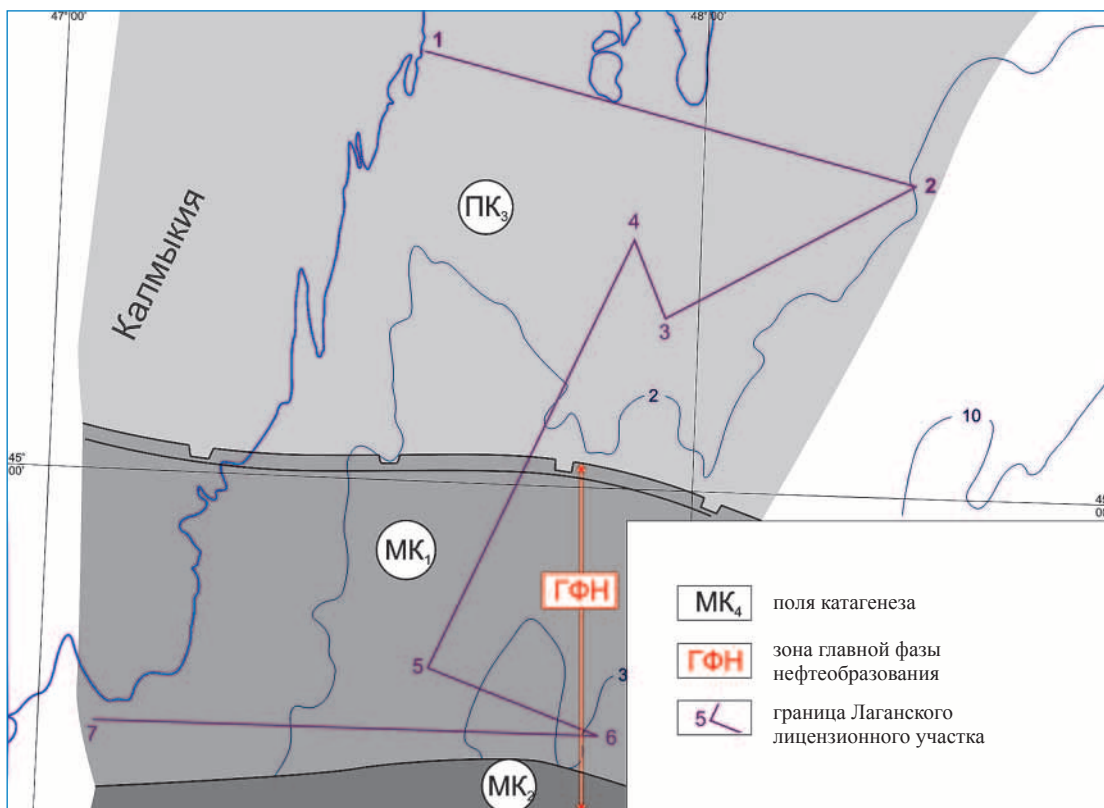


Рис. 4. Северо-западный сектор Каспийского моря.
Поле катагенеза ОБ по поверхности миоцен-олигоценых отложений (майкон)

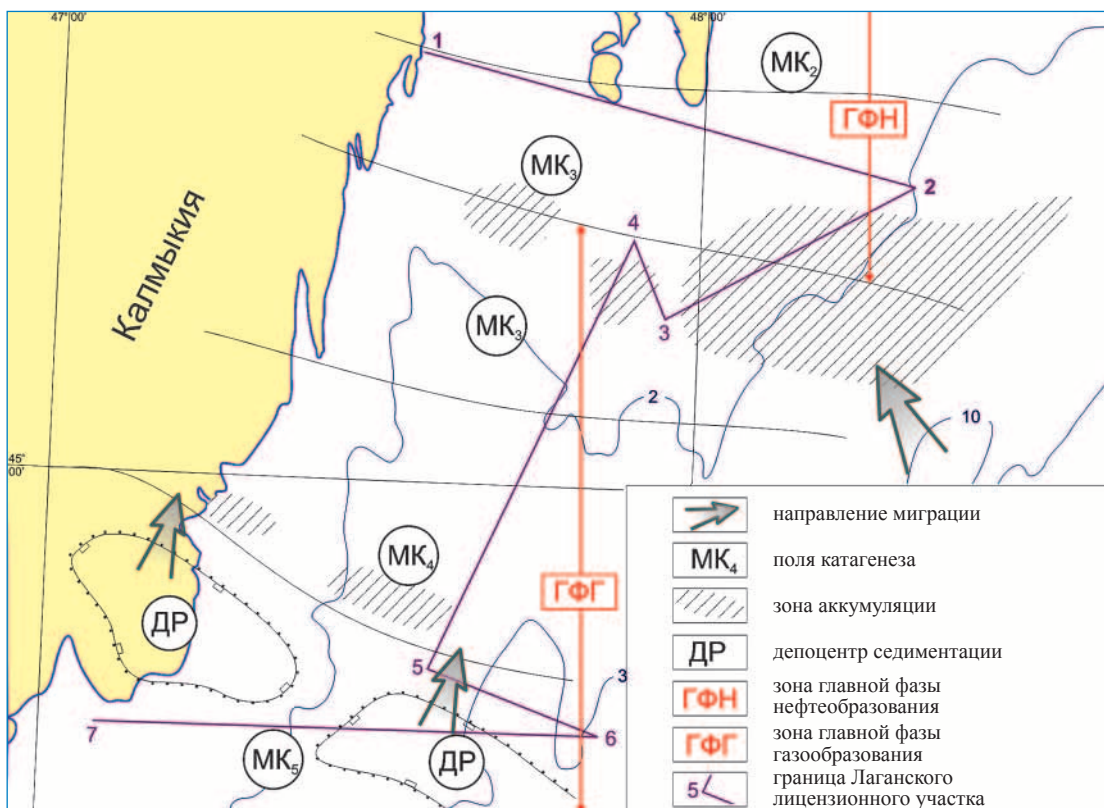


Рис. 5. Северо-западный сектор Каспийского моря.
Поле катагенеза ОБ по поверхности доюрских отложений

Ловушки структурного и литологического типов Каспийского мегарегиона характеризуются хорошей корреляцией продуктивного разреза. В большинстве случаев преобладает пластовый тип резервуара: наибольшее количество залежей УВ обнаружено в пределах восточной части мегарегиона на месторождениях Южно-Мангышлакского прогиба – Узень (55), Жетыбай (23) и др.

Массивный тип резервуара преимущественно развит в карбонатных рифогенных структурах Восточного Предкавказья (залежи

УВ нефтекумской свиты Юбилейного, Кумухского и других месторождений).

Представленные данные указывают на невысокие перспективы освоения нефтегазовых ресурсов северо-западного сектора Каспийского моря. Наиболее вероятным здесь является открытие малых скоплений газа. С учетом наличия в районе «чутких» экосистем освоение этих месторождений характеризуется высокими экологическими рисками, что ограничивает проведение широкомасштабных геологоразведочных работ.

Список литературы

1. Бродский А.Я. Строение и нефтегазоносность зоны сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского / А.Я. Бродский, И.Н. Капустин и др. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1986. – № 6. – С. 5–8.
2. Барков Ф.И. Северный Каспий, строение и перспективы нефтегазоносности / Ф.И. Барков, Э.М. Голованов, В.В. Щербаков. – М.: Разведочная геофизика, 1998. – 51 с.
3. Лебедев Л.И. Перспективы нефтегазоносности Каспийского моря. Геология и полезные ископаемые шельфов России / Л.И. Лебедев. – М.: Геос, 2002. – С. 141–161.
4. Геологическое строение и нефтегазоносность Калмыкии. – Элиста: 1986. – 155 с.
5. Силантьев Б.Б. Фановые системы мезо-кайнозойских отложений Каспийского моря – региональный объем поиска залежей углеводородов / Б.Б. Силантьев, Я.П. Маловицкий // Атлас палеогеографических карт, шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. – М.: ГИН АН СССР, «Каспий-95», 1992. – Т. 2. – С. 59–60.

References

1. Brodskiy A.Ya. Structure and oil-gas bearing capacity of the junction zone of the Peri-Caspian Depression and Karpinsky range / A.Ya. Brodskiy, I.N. Kapustin et al. // Oil and gas geology and geophysics. – 1986. – № 6. – P. 5–8.
2. Barkov F.I. North Caspian, structure and prospects of oil-gas bearing capacity / F.I. Barkov, E.M. Golovanov, V.V. Cherbakov. – M.: Exploration geophysics, 1998. – 51 p.
3. Lebedev L.I. Prospects of oil-gas bearing capacity of the Caspian sea. Geology and mineral resources of Russian shelves / L.I. Lebedev. – M.: Geos, 2002. – P. 141–161.
4. Geological structure and oil-gas bearing capacity of Kalmykia. – Elista: 1986. – 155 p.
5. Silantiev B.B. Flushing systems Mesozoic and Cenozoic sediments of the Caspian sea – regional hydrocarbon deposit search volume / B.B. Silantiev, Ya.P. Malovitskiy // Atlas of paleogeographical maps, shelves of Eurasia during Mesozoic and Cenozoic ages. – M.: GIN AN USSR, «Kaspiy-95», 1992. – T. 2. – P. 59–60.

УДК 553.98

К.О. Соборнов

Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России

Ключевые слова:

ресурсы,
нефть и газ,
складчатый пояс,
Арктика,
сланцы.

Keywords:

resources,
oil and gas,
fold belt,
the Arctics,
shales.

Ретроспективный анализ результативности поисково-разведочных работ (ПРР) на нефть и газ в России и за рубежом показывает, что их эффективность имеет циклический характер и практически повсеместно определялась благоприятным сочетанием двух ключевых факторов: выбором наиболее перспективных направлений ПРР и соответствующих геотехнологий. Наличие этих факторов обеспечивало крупные серийные открытия.

Примером могут служить открытия крупных нефтяных залежей в девонских песчаниках Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в 1940–1950 гг. Стремительный прирост запасов в этом регионе стал возможным благодаря широкому применению структурного бурения, которое в условиях этого региона позволяло оперативно подготовить большое количество перспективных структур. Быстрый рост минерально-сырьевой базы (МСБ) газодобычи на севере Западной Сибири в 1960–1970 гг. был обусловлен установлением уникальной продуктивности сеноманских отложений и подготовкой структур за счет массивированного применения сейсморазведки как основной геотехнологии подготовки объектов бурения. Сокращение фонда перспективных объектов, снижение качества его подготовки и уменьшение размеров открываемых месторождений неизбежно приводили к уменьшению эффективности геологоразведочных работ (ГРР) на данном направлении, что побуждало к поиску новых альтернативных возможностей.

Успешное развитие ресурсной базы добычи нефти и газа до распада СССР за счет открытия крупных и крупнейших месторождений в Западной Сибири, Прикаспии и других регионах обеспечило огромный «запас прочности» топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России. Однако к настоящему времени произошло ухудшение структуры МСБ и сокращение активных запасов крупных базовых месторождений нефтегазодобычи. В этих условиях особую актуальность приобретает определение новых перспективных направлений ГРР.

Анализ современной изученности нефтегазоносных регионов России и состояния технологий ГРР показывает, что в настоящее время существуют три новых направления работ, потенциально способных обеспечить повышение результативности поисков нефти и газа и значительное увеличение ресурсной базы, – поиски нефти и газа в арктических акваториях, возможное освоение нетрадиционных источников газа, опосредованное складчатых поясов. Выделение этих направлений не означает, что другие (в том числе традиционные) не представляют интереса. Их значение сводится к тому, что они могут внести качественные изменения в ход развития сырьевой базы добычи и послужить основой нового цикла в развитии МСБ.

Выбор Арктики в качестве нового центра развития МСБ выглядит весьма убедительно по результатам изучения и опосредованного освоения новых нефтегазоносных территорий. Очевидно, что Арктика представляет собой последний практически нетронутый крупный регион для поисков нефти и газа. Большинство экспертов оценивают нефтегазовый потенциал российского сектора Арктики в 100 млрд т н.э., причем большая часть этих ресурсов будет представлена газом. Основным затруднением при освоении арктического нефтегазового потенциала являются удаленность и экстремальные климатические условия, предъявляющие высочайшие требования к техническим средствам для безопасного проведения работ. Реализация проектов будет чувствительна к колебаниям рыночной конъюнктуры. В силу этих об-

стоятельств, как показывает история освоения Штокмановского месторождения, разработка углеводородных ресурсов может растянуться на длительный период.

Увеличение ресурсной базы углеводородов возможно и за счет нетрадиционных источников углеводородов, в том числе сланцевого газа. Ощутимых успехов в освоении газового потенциала сланцевых толщ добились в США и Канаде. В России также известны месторождения сланцев, однако их ресурсы в настоящее время не столь велики.

Попытки разработки отложений баженовской и доманиковой свит – аналогов сланцевых толщ – предпринимались неоднократно, в ряде случаев весьма удачно. Однако эти ресурсы остаются трудноизвлекаемыми. С экономической точки зрения их широкомасштабная разработка представляется затратной и рискованной. В будущем при более благоприятном налоговом режиме, удешевлении технологий горизонтального бурения и многократно гидро разрыва, вероятно, повысится привлекательность добычи нефти сланцевых толщ. Пока же вовлечение в освоение газового потенциала сланценосных толщ в России не является актуальным направлением.

Другим важным источником прироста запасов нефти и газа могут стать складчатые пояса. Этот источник восполнения ресурсной базы России представляется незаслуженно недооцененным. В силу того что нефтяная промышленность мира зародилась в предгорных складчатых поясах, их рассмотрение в качестве перспективного источника нефти и газа может показаться парадоксальным. На первый взгляд это предположение противоречит популярному утверждению, что крупные месторождения открываются первыми.

В связи со сложностью геологического строения территорий складчатых областей геотехнологии, применяемые в прошлом, позволяли выявлять только самые простые структурные объекты. Вместе с тем, в силу особенностей строения этих областей часто наблюдается несоответствие структурных планов на разных глубинных и стратиграфических уровнях. По этой причине выявление многих перспективных для поисков углеводородов объектов требует применения полного арсенала новейших технических средств. Новые методы сейсморазведки, исследование потенциальных полей и магнитотеллурического зонди-

рования, бурение «умных скважин», геохимические и дистанционные исследования, а также интегрированная интерпретация всей совокупности данных, проведение бассейнового моделирования позволяют выявлять крупные поисковые объекты там, где это было невозможно в прошлом. Это открывает дополнительные возможности для успешного проведения поисков нефти и газа, включая «старые» районы нефтедобычи. Существует немало фактов, свидетельствующих о том, что применение новых технологий ГРП и передовых методов интерпретации данных может привести ко «второму рождению» старых нефтегазодобывающих регионов.

Со складчатыми поясами и передовыми прогибами в мире связаны крупнейшие скопления нефти и газа. Достаточно привести примеры Персидского залива и Венесуэлы, обладающих максимальными концентрациями нефтегазовых ресурсов в мире. В пределах 25 основных нефтегазоносных провинций мира, связанных со складчато-надвиговыми структурами (поясами), запасы нефти и газа составляют 710 млрд барр. (113 млрд т) [1]. Важной особенностью складчатых поясов является то, что в их пределах гораздо чаще, чем в платформенных районах, встречаются крупные месторождения нефти и газа. В целом, месторождения складчато-надвиговых поясов обеспечивают значительную часть добычи в Иране, Ираке, Сирии, Венесуэле, Колумбии, Индонезии, Китае, Индии, США, Канаде, Кубе, Румынии.

Несмотря на то, что первые месторождения нефти в бассейне Персидского залива были открыты в складчатом поясе Загрос в Иране в 1908 г. и в изучении этого района в разное время приняли участие многие крупнейшие компании мира, важные открытия в этом регионе делаются и в настоящее время [2]. Согласно оценке Геологической службы США, складчатый пояс Загрос и сейчас представляет наибольший поисковый интерес в бассейне Персидского залива. В базовом сценарии совокупные неоткрытые традиционные ресурсы нефти этого бассейна составляют 86 млрд барр. (13,7 млрд т), газа – 336 трлн куб. футов газа (9,5 трлн м³). При этом в складчатом поясе Загрос, который составляет лишь 20 % площади бассейна Персидского залива, доля неоткрытых традиционных ресурсов оценивается в 45 % по нефти и 87 % по газу.

Основными геологическими предпосылками высоких перспектив поисков залежей нефти и газа в складчато-надвиговых поясах являются: наличие высокоамплитудных складок, обеспечивающих большую высоту залежей, что в совокупности с повышенной трещиноватостью массивных резервуаров способствует высокой продуктивности нефтегазоносных отложений; увеличенная толщина и стратиграфическая полнота осадочного разреза; большое число глинистых покровов. Характерным является присутствие рифов, в том числе барьерных, которые формировались на континентальных окраинах, позднее трансформированных в складчатые пояса. Типичной для складчато-

надвиговых поясов является высокая зрелость нефтегазоматеринских отложений.

Опыт проведения ГРП в различных складчатых поясах мира позволил выявить ряд особенностей, которые ранее не принимались во внимание в качестве положительных аргументов при оценке перспектив нефтегазоносности этих зон. К ним относятся зоны послонных срывов (детачменты), надвиги обратной (встречной) vergenции, тектонические утолщения (телескопирование) пластичных горизонтов, латеральные ramпы и др. Наличие подобных явлений создает дисгармоничность деформаций, при которой поверхностный структурный план не соответствует глубинному. Ошибки в струк-

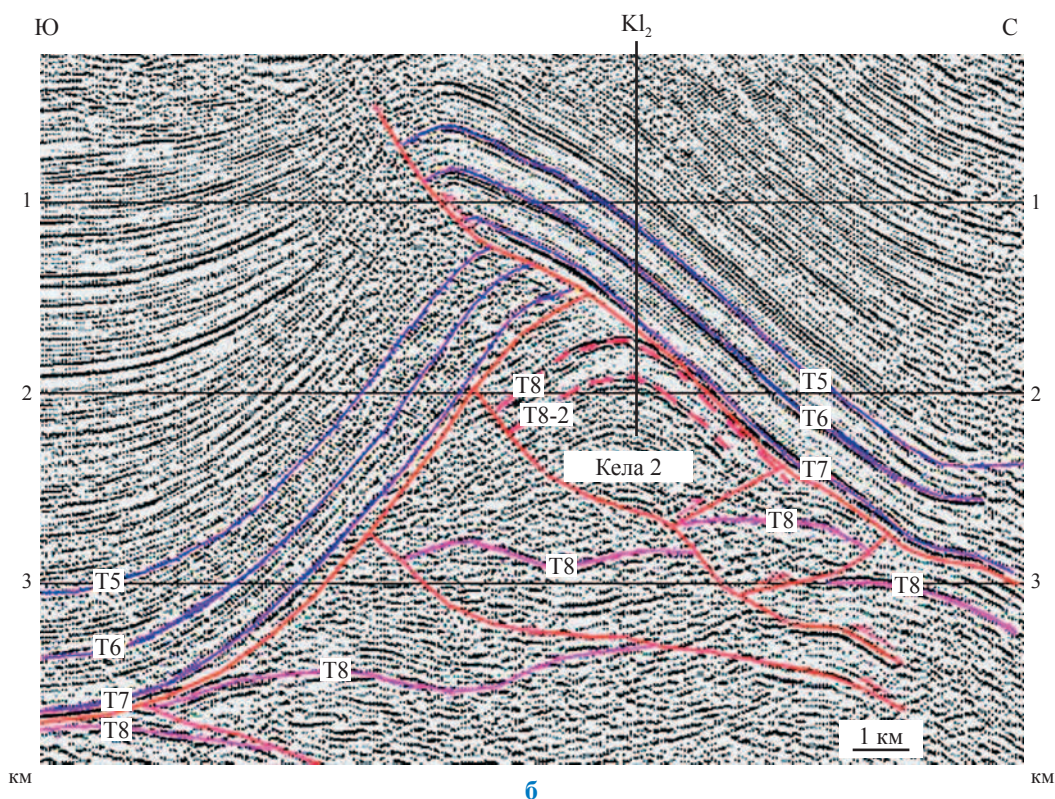
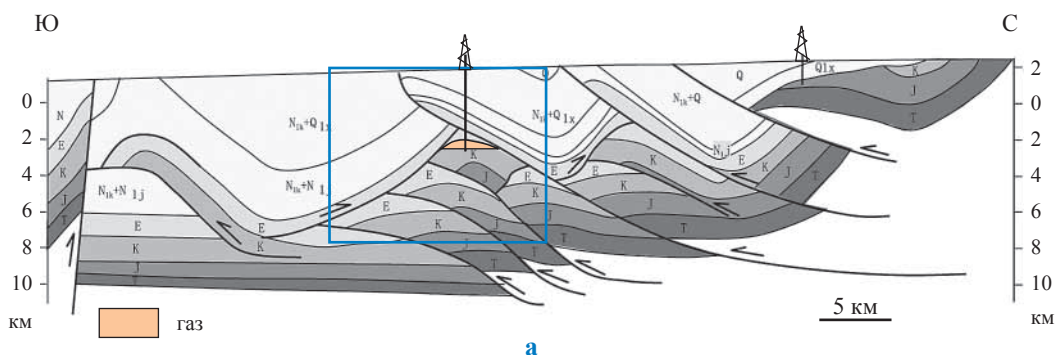


Рис. 1. Геологический (а) и сейсмический (б) разрезы зоны сочленения Таримского бассейна и Тянь-Шаня (по работе [3] с дополнениями)

турной интерпретации часто вели к неверному определению скоростных характеристик при создании сейсмогеологических моделей. В результате возникали систематические ошибки в определении мест заложения скважин и их глубин. Из-за несоответствия структурных планов разных стратиграфических уровней скважины, заложенные на основе данных о строении верхних горизонтов чехла, оказывались за пределами перспективных объектов.

Иллюстрацией к сказанному могут служить результаты недавних открытий в Китае. Крупные скопления газа были открыты в складчатых зонах, обрамляющих Таримский бассейн. Согласно рис. 1, ловушки газа связаны со сложной вдвиговой дуплексной системой деформаций, за счет которой глубинные складки не имеют отражения в приповерхностных слоях. Очевидно, что подобные открытия в прошлом могли быть сделаны только случайно.

Изучение геолого-геофизических данных, характеризующих строение складчато-надвиговых поясов в различных районах России, показывает, что в их пределах выявляются те же особенности, которые установлены и в зарубежных аналогах. На рис. 2 приведен схематический геологический разрез складчатых

предгорий Пай-Хоя и северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна с выделением основных типов ловушек нефти и газа. Новые сейсмические данные свидетельствуют о наличии крупных перспективных антиклинальных структур, рифов и зон срезания продуктивных отложений.

На рис. 3 схематически показано положение складчато-надвиговых поясов на суше России, которые могут представлять большой нефтегазопроисловый интерес.

В существенных объемах ПРР на нефть и газ проводились в зоне передовой складчатости Урала и Кавказа. Остальные районы либо не изучены, либо их изученность соответствует региональной стадии (Таймыр, Верхоянье и др.). Наиболее значимым результатом этих работ стало открытие уникального Вуктыльского газоконденсатного месторождения (1964 г.), а также крупных залежей в погруженных верхнеюрско-меловых отложениях Терско-Каспийского прогиба [4].

Актуальность постановки поисковых работ на нефть и газ в России особенно важна, в силу того что именно в пределах суши Северной Евразии, образованной сложной мозаикой литосферных плит, складчатые пояса имеют

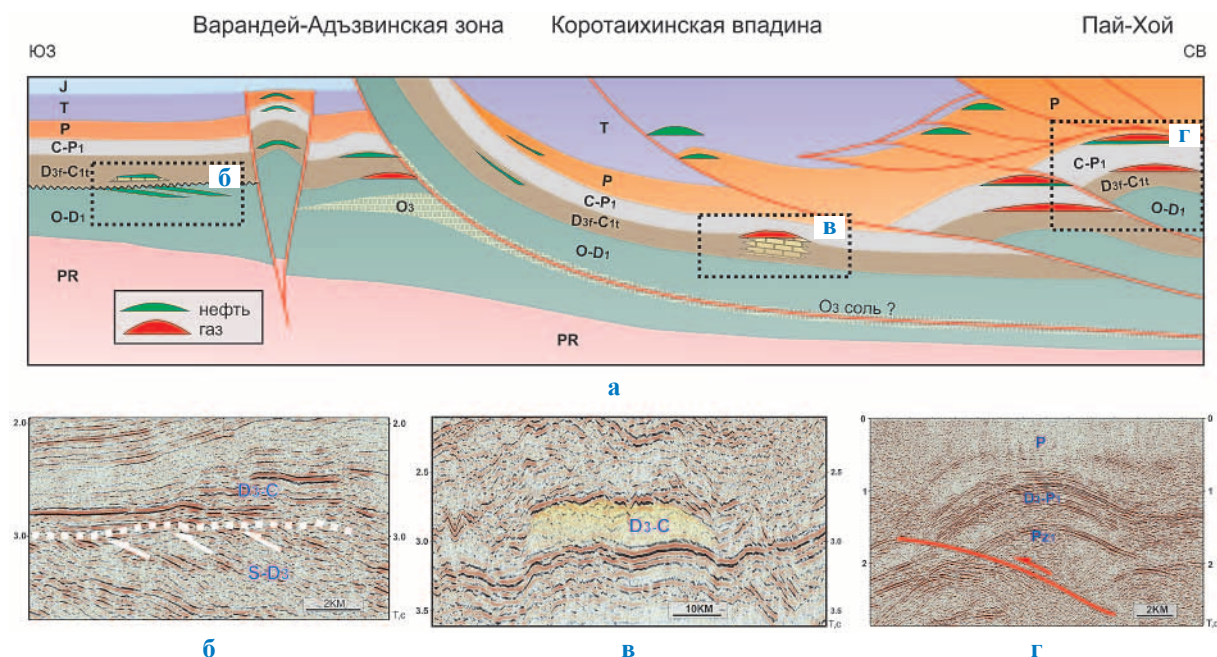


Рис. 2. Схематический геологический разрез складчатых предгорий Пай-Хоя и северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна с выделением основных типов ловушек нефти и газа (а); фрагменты сейсмических разрезов, иллюстрирующие связанные с ними типы ловушек: б – стратиграфическое срезание пластов; в – риф; г – надвиговая антиклиналь (по данным ОАО «Нарьянмаргеофизика» и ОАО «Севморнефтегеофизика»)



Рис. 3. Перспективные складчатые пояса на суше России (с продолжением в акватории):

1 – Туапсинский, 2 – Кубанский, 3 – Терско-Каспийский, 4 – кряжа Карпинского, 5 – Уральский, 6 – Тиманский, 7 – Таймырский, 8 – Енисейский, 9 – Кузнецкий, 10 – Пагомский, 11 – Верхоянский, 12 – Индигиро-Зырянский, 13 – Восточно-Камчатский, 14 – Сахалинский

наиболее широкое распространение (в отличие от других континентов). Этим обусловлена как большая площадь перспективных районов (не менее 2 млн км²), так и чрезвычайное многообразие структурных деформаций, что создает предпосылки для новых крупных открытий. Некоторые складчатые пояса (например, Урал и Кавказ) находятся в районах с развитой нефтегазовой инфраструктурой, что позволит снизить затраты на ГРП и сократить их сроки. Кроме того, проведение ГРП в Арктике потребует привлечения зарубежных технологий и инвестиций, тогда как эти работы на территории складчатых поясов могут осуществляться на основе существующих российских

технологий, что важно в условиях политической и экономической нестабильности.

Таким образом, проведение ПРР в пределах складчатых поясов с использованием современных технологий может стать основой нового цикла развития ресурсной базы добычи газа в России. Вероятно, активное проведение работ в этом направлении позволит получить значительный экономический эффект по сравнению со сложными и дорогостоящими работами в акваториях Арктики и по разработке сланцевых толщ.

Автор выражает благодарность Д.А. Астафьеву и В.С. Шеину за обсуждение вопросов, рассмотренных в настоящей статье.

Список литературы

1. Roeder D. Fold-thrust belts at peak oil / D. Roeder, G.P. Goffey, J. Craig, T. Needham et al. // *Hydrocarbons in contractual belts*. Geological society. – London, 2010. – V. 348. – P. 7–31.
2. Assessment of undiscovered conventional oil and gas resources of the arabian peninsula and zagros fold belt. – 2012. – <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3115/FS12-3115.pdf>
3. Xu Shilin. Kela-2: a major gas field in the Tarim Basin of west China / Xu Shilin, Lu Xiuxiang, Sun Zhonghua et al. // *Petroleum Geoscience*. – 2004. – V. 10. – P. 95–106.
4. Клечев К.А. Тектоника литосферных плит и проблемы нефтегазоносности надвиговых структур на территории СССР / К.А. Клечев, В.С. Шейн, К.О. Соборнов // *Геодинамика и нефтегазоносность осадочных бассейнов СССР*. – М.: ВНИГНИ, 1991. – С. 4–52.
5. Соборнов К.О. Складчато-надвиговые пояса: основа нового цикла наращивания ресурсной базы добычи нефти и газа в России? / К.О. Соборнов // *Геология нефти и газа*. – 2014. – № 2. – С. 64–71.

References

1. Roeder D. Fold-thrust belts at peak oil / D. Roeder, G.P. Goffey, J. Craig, T. Needham et al. // *Hydrocarbons in contractual belts*. Geological society. – London, 2010. – V. 348. – P. 7–31.
2. Assessment of undiscovered conventional oil and gas resources of the arabian peninsula and zagros fold belt. – 2012. – <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3115/FS12-3115.pdf>
3. Xu Shilin. Kela-2: a major gas field in the Tarim Basin of west China / Xu Shilin, Lu Xiuxiang, Sun Zhonghua et al. // *Petroleum Geoscience*. – 2004. – V. 10. – P. 95–106.
4. Klechev K.A. Tectonics of lithosphere plates and problems of oil-gas bearing capacity of overthrust structures on the territory of the USSR / K.A. Klechev, V.S. Shein, K.O. Sobornov // *Geodynamics and oil-gas bearing capacity of sedimentation basins of the USSR*. – М.: VNIIGNI, 1991. – P. 4–52.
5. Sobornov K.O. Fold-thrust belts: foundation of a new oil and gas production resource base buildup cycle in Russia? / K.O. Sobornov // *Oil and gas geology*. – 2014. – № 2. – P. 64–71.

УДК 550.8.011

Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов

Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири

Ключевые слова: ачимовская толща, нефтегазоносность, условия формирования, фазовый состав, катагенез, плотные коллекторы.

Keywords: Achimovsky stratum, oil and gas content, formation conditions, phase content, katagenesis, tight reservoirs.

Песчано-глинистая ачимовская толща (берриас-валанжин) в последнее десятилетие рассматривается как один из главных нефтегазоносных комплексов, обеспечивающих прирост запасов углеводородов (УВ) в северных районах Западной Сибири. Интенсивные геологоразведочные работы (ГРП) на ачимовскую толщу (АТ) начали проводить с конца 1970-х гг. В настоящий момент в пределах Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) в породах АТ открыто около 250 залежей УВ различного фазового состояния на 54 месторождениях, в том числе уникальные по запасам газоконденсатные скопления Уренгойского месторождения (горизонты Ач₃₋₄, Ач_{5/2-3}).

В то же время породы АТ характеризуются наиболее сложным в разрезе Западной Сибири (наряду с юрскими отложениями) геологическим строением. Природные резервуары АТ обладают резкой литолого-фациальной неоднородностью и в большинстве своем средними и пониженными коллекторскими свойствами. Наилучшие коллекторы характеризуются проницаемостью 3–7 мД и пористостью до 16–18 %. Встречаются зоны повышенной карбонатности, которые являются практически непроницаемыми, особенно для нефти. Кроме того, АТ свойственны жесткие термобарические условия залегания. Все это часто негативно сказывается на результативности поисково-разведочных работ (ПРР), проводящихся целевым назначением на АТ.

По мнению большинства исследователей, в геологическом отношении АТ представляет собой фундаформную нижнюю часть неокотского клиноформного комплекса, залегающую непосредственно на верхнеюрских отложениях (баженовская свита волжского яруса). Всего в пределах северных районов ЯНАО выделяется до 35 ориентированных с юга на север клиноформ различного возраста – от берриаса в восточных частях до готерива – в западных. Область распространения АТ охватывает центральную и северную части НПТР, а также прогнозируется на п-ове Гыдан, в северо-восточных частях п-ова Ямал и прилегающих к ним акваториях Обской и Тазовской губ.

Большинство исследований последних лет, касающихся АТ, направлено на реконструкцию условий седиментации слагающих ее пород, корреляцию и индексацию выделяемых в их пределах пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Результаты исследований приведены в работах В.Н. Бородкина, А.М. Брехунцова, О.М. Мкртчяна, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова, В.А. Скоробогатова, Л.Я. Трушковой, В.А. Фомичева и др., опубликовано несколько обобщающих монографий [1–4]. Однако вопросам формирования залежей УВ в объеме толщи уделяется недостаточно внимания. Отдельные аспекты онтогенеза УВ в АТ освещены в работах исследователей ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [2, 5, 6].

В связи с недостатком геохимических данных и весьма сложным распределением параметров нефтегазоносности в разрезе о формировании залежей УВ в ачимовской толще существует несколько точек зрения. С одной стороны, формирование залежей в АТ могло происходить за счет вертикальной миграции УВ из нижележащих верхне- и среднеюрских отложений, а с другой – за счет собственного генерационно-аккумуляционного потенциала.

Весьма интересными представляются данные по распределению залежей различного фазового состояния по площади и разрезу северных районов Западной Сибири. В породах АТ открыты нефтяные (Н), газоконденсатные (ГК) и нефтегазоконденсатные (НГК) скопления. Интервал глубин нефтегазоносности составляет 2300–4150 м, температур – 65–120 °С, пластовых давлений – 23–65 МПа. Отличительной особенностью является широкое распространение нефтесодержащих скоплений, которые открыты во всех районах НПТР с доказанной продуктивностью толщи. По количеству единичных залежей (по сравнению с газоконденсатными) также значительно лидируют нефтесодержащие. Анализ термобарических условий залегания УВ указывает на то, что нефтесодержащие скопления АТ распространены во всех интервалах температур и давлений, при этом глубины залегания отдельных нефтяных залежей на Уренгойском и Северо-Самбургском месторождениях достигают 4000 м. Распространение газоконденсатных скоплений за редким исключением начинается с глубины 3400 м в зонах геотемператур 95–115 °С и аномально-высоких пластовых давлений 41–64 МПа с коэффициентом аномальности 1,6–1,9. Эти зоны охватывают центральные и северные части НПТР в ареале Большого Уренгоя и Ямбургского месторождения (рис. 1).

Анализ распределения залежей УВ показывает, что преимущественная нефтеносность характерна для южных районов НПТР. Смешанным характером нефтегазоносности отличаются центральные и северные районы НПТР. Вместе с тем наличие нефтяных скоплений на глубинах 4,0 км требует объяснения их формирования.

В связи с этим актуальными являются данные о типе, составе и содержании органического вещества (ОВ) в глинистых и алевролитовых породах, слагающих АТ, а также об их катагенетической преобразованности.

По данным исследователей ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОВ в сероцветных морских глинах АТ в НПТР имеет смешанный сапропелитово-гумусовый состав, часто с преобладанием гумусовой компоненты. Содержание в глинах и алевролитах $C_{орг}$ относительно небольшое (в среднем – около 1,0–1,5 %).

Степень катагенеза ОВ является наиболее важным параметром, влияющим на генерационный потенциал нефтегазопроизводящих пород. В большинстве случаев она определяется по показателю отражения витринита (ПОВ) угольных включений (R^o , %). В северных районах Западной Сибири углистые включения и угли изучены подробно. В частности, это касается баррем-аптских и среднеюрских отложений. Накоплен значительный объем данных

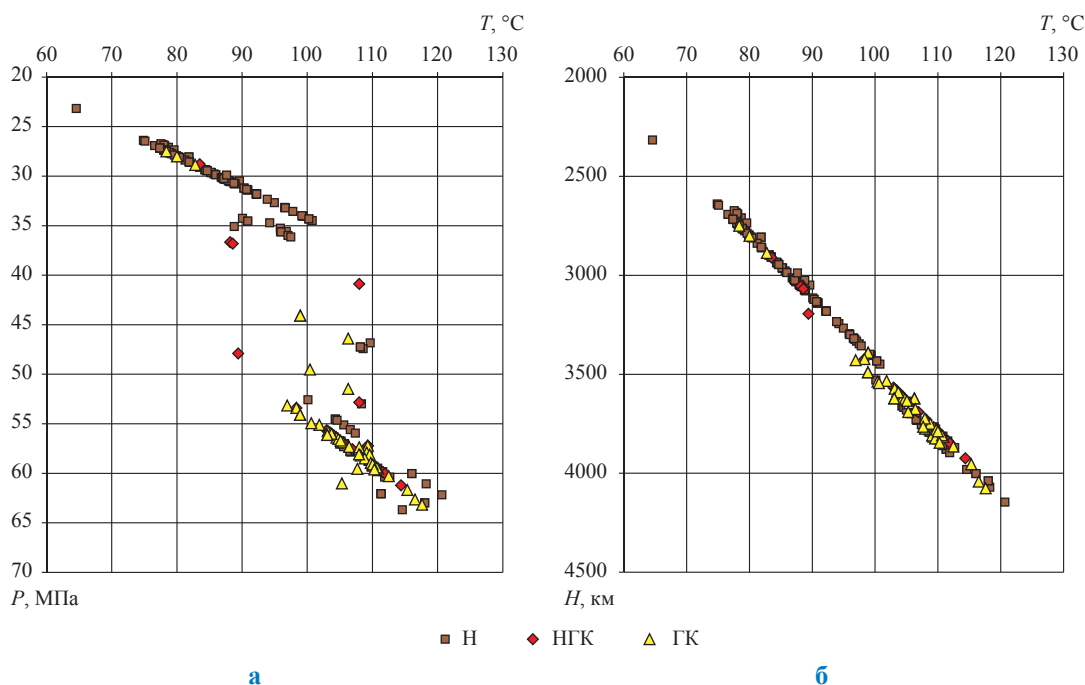


Рис. 1. Зависимость фазового состояния УВ-залежей в ачимовской толще ЯНАО от условий залегания: а – термобарических; б – глубинных

(более 500 определений ПОВ), охватывающий разрез от сеномана до низов юры включительно. Однако в неокомской части разреза угольных включений и отдельных пластов углей становится меньше, особенно в его нижних частях (в объеме берриас-валанжинских пород). Таким образом, фактических данных о катагенезе ОВ непосредственно в породах АТ крайне мало.

В связи с этим катагенетическая преобразованность АТ оценена интерполяционно от наиболее изученных выше- и нижележащих неокомских и среднеюрских отложений, по которым достаточно надежно построены региональные и областные схемы изменения уровня катагенеза. На основании использования фактического кернового материала районов НПТР и данных о предполагаемых областях распространения пород АТ в смежных Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях (НГО) составлена прогнозная схема катагенеза на уровне «условной» кровли АТ (поверхность самого верхнего пронизываемого горизонта, имеющего скользкий возраст). Согласно расчетам, породы в кровле АТ находятся на уровнях катагенеза МК₁–МК₃ на всей территории центральной и северной частей НПТР, Ямальской и Гыданской НГО, достигая стадии МК₄ в более погруженных зонах (рис. 2).

Необходимо отметить, что, несмотря на относительно небольшие мощности АТ и подстилающих ее верхнеюрских баженовских и абалакских глин (100–400 м в сумме), катагенез подстилающих среднеюрских отложений характеризуется более высокой степенью преобразованности – МК₃ на большей части территории (до МК₄ в погруженных частях). Это обусловлено гораздо большим градиентом катагенеза в юрских отложениях, чем в вышележащих меловых, о чем свидетельствует график изменения R° с глубиной (рис. 3).

Существенно меньший градиент катагенеза в неокомских отложениях (по сравнению с юрскими) обуславливает относительно невысокие уровни катагенетической преобразованности. Даже на глубинах 4000 м расчетные значения R° варьируются в пределах 0,70–1,05 %. Таким образом, уровень катагенеза пород АТ практически во всем объеме находится в интервале градаций МК₁–МК₃, что соответствует «нефтяному окну» – стадии интенсивной битумогенерации. Современное размещение нефте-содержащих залежей в АТ соответствует уровню катагенеза вмещающих толщ.

По расчетам авторов, в ареале Ямбургского и Уренгойского месторождений на площади 10 тыс. км² в породах АТ было генерировано около 25 трлн м³ газа и 10 млрд т жидких УВ [6]. В силу высокой глинистости и весьма ограниченного распространения песчаных прослоев процессы эмиграции УВ из АТ были незначительны: по оценкам авторов, для газа – до 50–60 %; от генерированной массы битумидов – до 30 %. Процессы вторичной миграции также были ограничены внутривыделительным пространством отдельных линз-горизонтов АТ без каких-либо масштабных межвыделительных перетоков УВ по латерали (из одних горизонтов АТ – в другие).

Генерированные УВ аккумулировались в прилегающих к нефтегазоматеринским породам замкнутых литологических ловушках и образовывали залежи различного типа по фазовому состоянию, которые по мере их погружения могли трансформироваться в газоконденсатные или смешанные нефтегазоконденсатные скопления с высоким содержанием конденсата и небольшими нефтяными оторочками.

Влияние разломной тектоники, активно проявившейся в новейшее время (неоген) на нефтегазоносность АТ (в том числе на сохранность/переформирование залежей в ней) до сих пор остается недостаточно исследованным, несмотря на установленные или прогнозируемые на многих месторождениях севера Западной Сибири разноамплитудные разломы. Пока о таком влиянии в переформировании залежей в среднеюрских и вышележащих горизонтах АТ с большой долей уверенности можно говорить на Ямсовейском, Северо-Комсомольском, Западно-Таркосалинском, Харампурском и Русском месторождениях.

Некоторые исследователи указывают на наличие возможных перетоков и даже гидродинамической связи среднеюрских и ачимовских горизонтов Уренгойского месторождения [7, 8, 9]. Однако, по-видимому, если подобные перетоки и наблюдались, то они имели ограниченный характер. Об этом свидетельствуют различия в геохимическом составе юрских и ачимовских УВ, а также высокое (но существенно разное) содержание конденсата в газе (от 200–250 до 350 г/м³ и более).

На наличие гидродинамической изолированности АТ может косвенно указывать распределение пластовых давлений в центральных и северных районах НПТР, характеризующееся

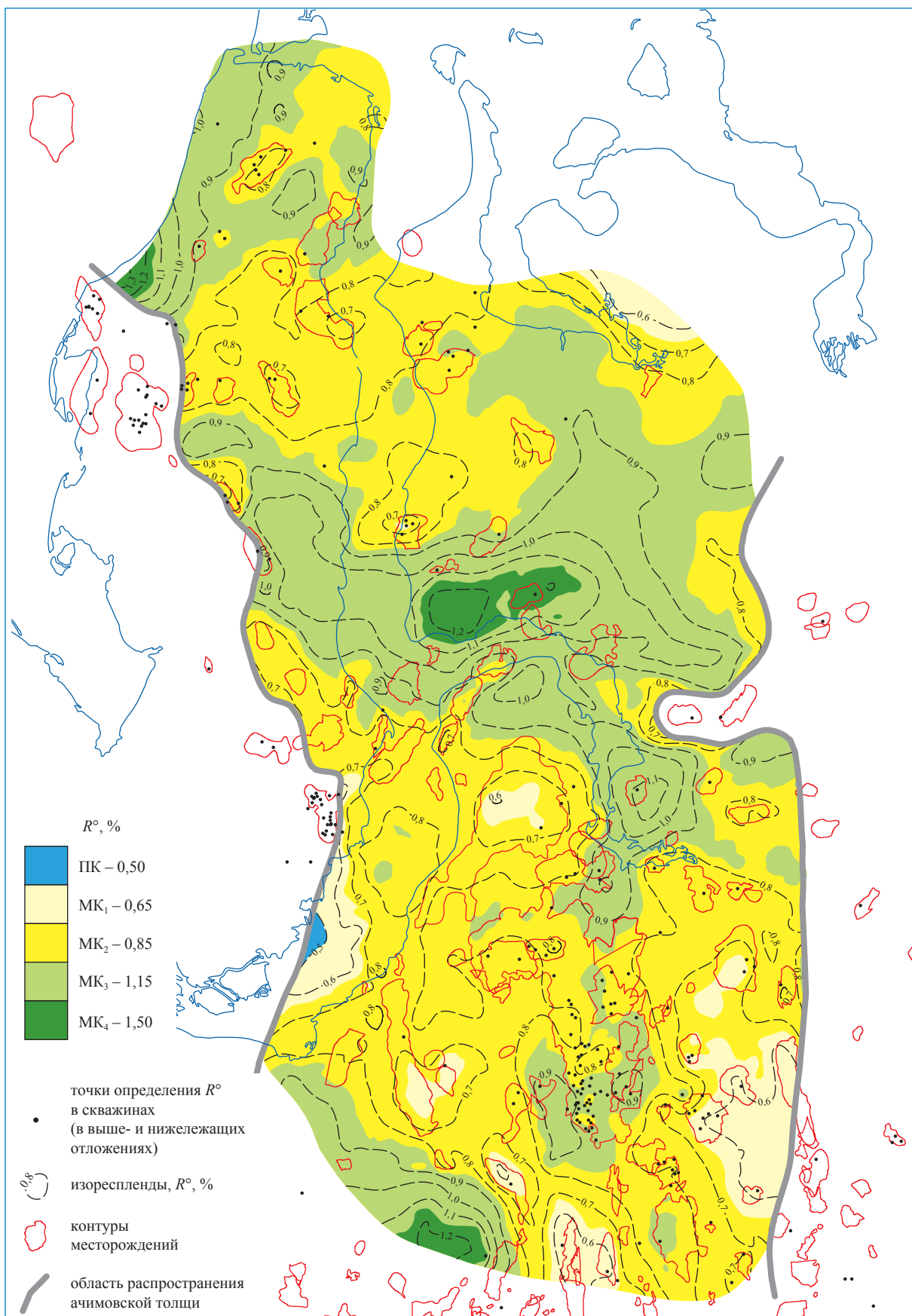


Рис. 2. Схема катагенеза ОВ в кровле ачимовской толщи (верхний песчано-алевролитовый горизонт)

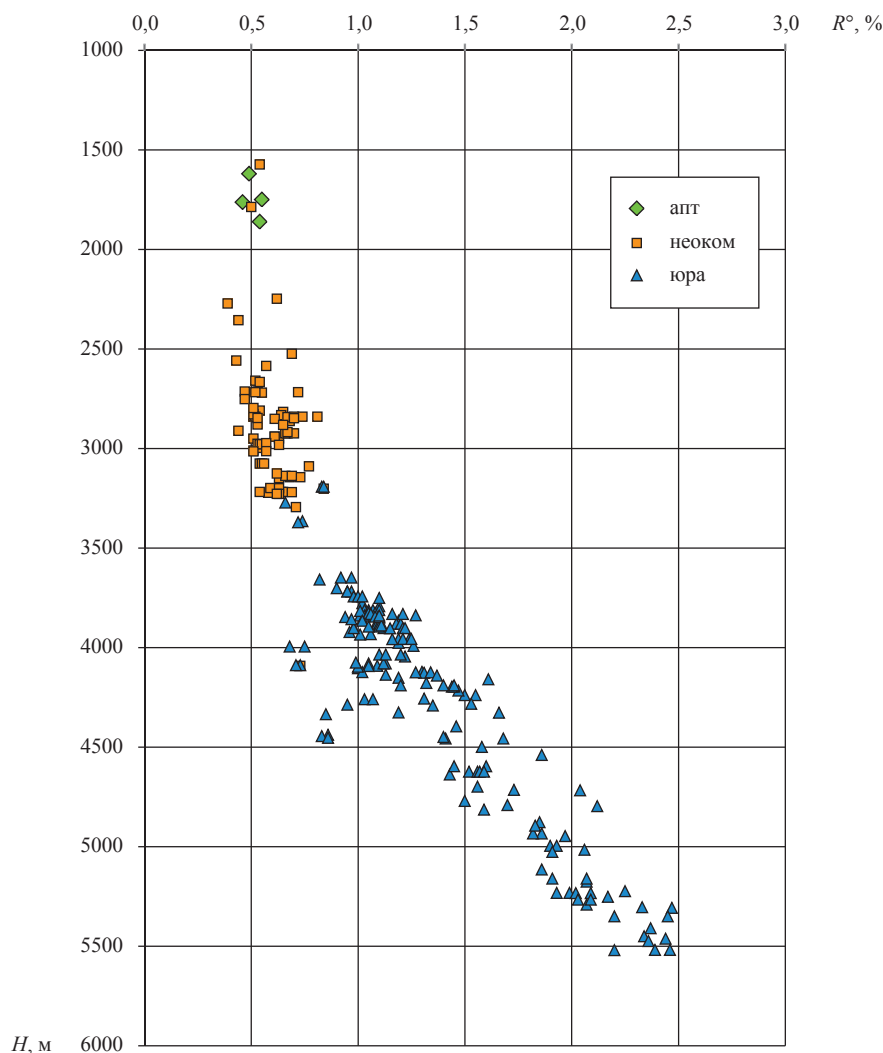


Рис. 3. Зависимость величины ПОВ угольных включений (R° , %) от глубины залегания в Надым-Пурской области Западной Сибири

резкой неоднородностью и аномальностью, в том числе в одних и тех же горизонтах по латерали. Такая гидродинамическая изолированность определяется общим неоднородным строением природных резервуаров и низкими ФЕС коллекторов.

Зоны пониженных ФЕС зачастую создают изолированные участки-блоки, которые мозаично распределены в плане и разрезе. При этом часть запасов УВ оказывается расположенной в зоне плотных «нетрадиционных» коллекторов. Для прогноза зон их распространения были рассмотрены данные по результатам испытания глубоких скважин в породах АТ северных и центральных частей НПТР.

В целом испытанные горизонты АТ характеризуются различной продуктивностью, в отдельных случаях получены высокие притоки с максимальными дебитами газа с конденсатом

до 400 тыс. м³/сут и жидких УВ до 170 т/сут. Однако большинство испытанных объектов характеризуются низкопродуктивными и полупромышленными значениями дебитов пластовых флюидов. Различия в продуктивности (помимо технологических) во многом находятся в зависимости от геологических причин, в первую очередь – от коллекторских свойств природных резервуаров.

Проведенные статистическая систематизация и анализ результатов испытаний в зависимости от различных геологических параметров выявили наибольшую зависимость продуктивности скважин от глубины залегания коллекторских толщ – заметное уменьшение продуктивности скважин начинается с глубин 3,8 км. Так, доля сухих и непромышленных объектов составляет 29–30 % (с дебитами менее 10 тыс. м³/сут для газа и менее 3 т/сут для

нефти и воды) в интервале глубин 3,4–3,8 км и увеличивается до 53 % на глубинах 3,8–4,0 км и более, а доля промышленных (с дебитами более 30 тыс. м³/сут для газа и более 10 т/сут для нефти) сокращается от 51 до 24 % соответственно (таблица, рис. 4).

По-видимому, величины дебитов скважин (помимо первичных литолого-фациальных особенностей) находятся в зависимости от глубин залегания пластов-коллекторов, что связано как с гравитационным уплотнением, так и с катагенетическими преобразованиями, которые начинают заметно сказываться на ФЕС коллекторов уже на глубинах 3,8–4,0 км и более, однако все же в меньшей степени, чем в ситуации для более погруженных ниже-среднеюрских отложений [10, 11]. Вероятно, именно процессами наложенного литопигенеза объясняется столь резкое увеличение доли непромышлен-

ных и полупромышленных притоков, начиная с глубин более 3,8 км. Это также подтверждается распределением открытых разведанных запасов УВ категорий А + В + С₁ в АТ, более 90 % которых сосредоточено на глубинах 3,4–3,8 км и менее 10 % – на больших глубинах.

Таким образом, в геологическом отношении АТ представляет собой весьма сложный нефтегазоперспективный объект. Ответ на вопрос о формировании залежей до настоящего времени неоднозначен. Требуются дальнейшие геохимические исследования, а также подробное изучение влияния на нефтегазоносность АТ тектонических разрывных нарушений в пределах различных зон и месторождений.

По мнению авторов, залежи УВ, сформировавшиеся в АТ, представляют собой результат преимущественной автоаккумуляции: современная картина размещения залежей УВ

Категории скважин с различными дебитами

№	Категории скважин с различными дебитами	Газ, тыс. м ³ /сут	Нефть (вода), т/сут
VI	Высокопродуктивные	301–1000	101–300
V	Среднепродуктивные	101–300	31–100
IV	Низкопродуктивные	31–100	11–30
III	Полупромышленные	11–30	3–10
II	Непромышленные	3–10	1–3
I	Нефтегазопроვляения	Менее 3	Менее 1

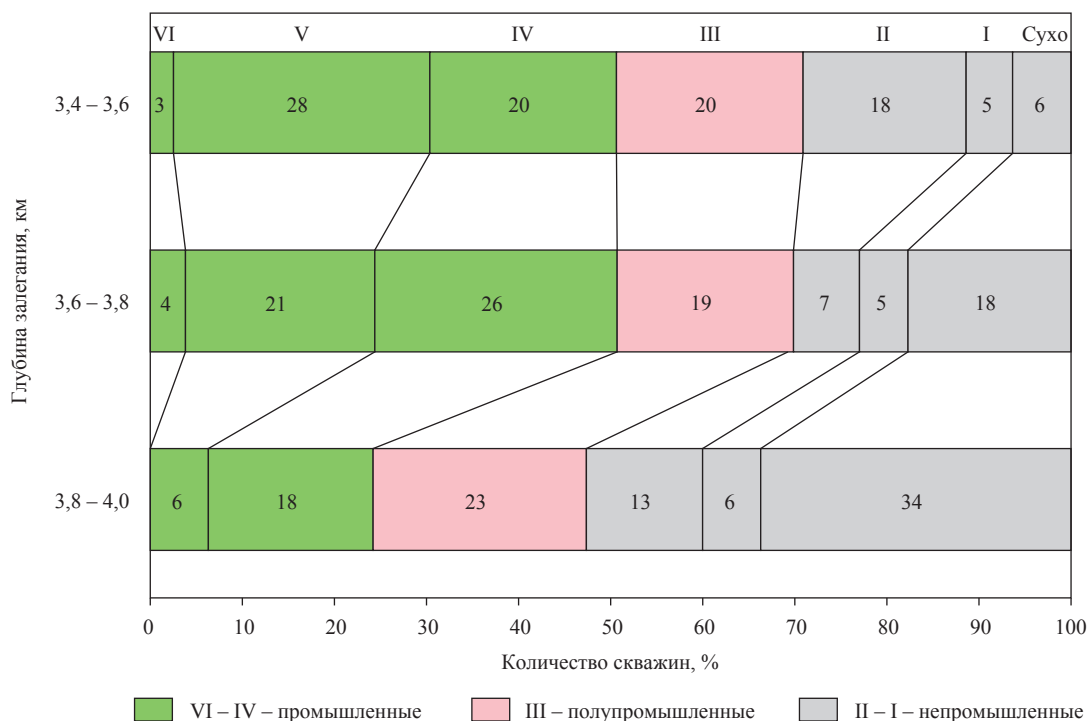


Рис. 4. Распределение скважин с различными величинами дебитов в породах АТ в зависимости от глубин ее залегания

не противоречит расчетам; перетоки из нижележащих пород были возможны, но ограничены и, по-видимому, только газовой составляющей.

Согласно данным проведенных исследований, в предполагаемых зонах развития АТ в Ямальской и Гыданской НГО, а также на прилегающих акваториях ожидается развитие различных по фазовому состоянию УВ-залежей – как газоконденсатных с повышенным содер-

жанием конденсата, так и нефтяных, и залежей типа ГКН/НГК. Однако ухудшение качества коллекторов обусловит нахождение части сформировавшихся УВС в зонах распространения плотных «нетрадиционных» коллекторов на глубинах 3,8–4,0 км и более, что подтверждается результатами испытаний глубоких скважин и распределением разведанных запасов УВ в разрезе НППР.

Список литературы

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия формирования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений) / Ф.Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2003. – 141 с.
2. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с.
3. Курчиков А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.В. Храмцова; под ред. Б.Н. Шурыгина; Зап.-Сиб. фил. Ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ОАО «СибНАЦ». – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 130 с.
4. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбургско-Уренгойской зоны) / А.А. Нежданов и др. – М.: АГН, 2000. – 247 с.
5. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
6. Давыдова Е.С. Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщ (берриас-валанжин) Надым-Пур-Газовского региона Западной Сибири / Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 81–90.
7. Кузьминов В.А. Картирование зон разломно-трещинного разуплотнения с целью прогноза высокодебитных участков в отложениях ачимовской толщи Уренгойского НГКМ / В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Р.Г. Семашев и др. // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран. – 2-е изд., перераб. – М.: ВНИИГАЗ, 2007. – С. 180–187.
8. Медведев Н.Ф. Влияние тектонического фактора на формирование природных резервуаров ачимовской толщи района Большого Уренгоя / Н.Ф. Медведев, А.В. Жаворонкова, Л.В. Ягупова // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 99–106.
9. Семашев Р.Г. Флюидодинамические особенности формирования и размещения скоплений УВ в ачимовской толще района Большого Уренгоя / Р.Г. Семашев, Г.М. Зайчиков // Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – С. 41–49.
10. Ермаков В.И. Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1988. – № 11. – С. 17–22.
11. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 59–65.

References

1. Gurari F.G. Structure and conditions of formation of clinofolds of the Western-Siberian plate (history of ideas' formation) / F.G. Gurari. – Novosibirsk: SNIIGiMS, 2003. – 141 p.
2. Ermakov V.I. Geological-geochemical and tectonic factors of the gas-bearing capacity forecast of the north of the Western Siberia / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // *Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of fuel-energy feedstock*. – M.: Geoinformmark, 1997. – 134 p.
3. Kurchikov A.P. Formation conditions and rock texture atlas of rocks of Achimovskiy clinofold complex of the north of the Western Siberia / A.R. Kurchikov, V.N. Borodkin, A.V. Khramtsova; under the editorship of B.N. Shurygina; West.-Sib. branch of the Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB of the RAS, OJSC SibNATS. – Novosibirsk: Publishing house of the SB of the RAS, 2010. – 130 p.
4. Nezhdanov A.A. Geology and oil-gas bearing capacity of Achimovskiy strata of the Western Siberia (by the example of the Samburgskiy-Urengoy zone) / A.A. Nezhdanov et al. – M.: AGN, 2000. – 247 p.
5. Skorobogatov V.A. Role of faults in the generation, evolution and destruction of oil and gas accumulations in the sedimentary cover of northern and south-eastern areas of the Western Siberia / V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev, V.A. Fomichev // *Gas-bearing capacity forecast of Russia and bordering countries*. – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 112–131.
6. Davydova E.S. Problems of studying, assessment and development of hydrocarbonic potential of Achimov thickness (Berriasian – Valanginian) of Nadym-Pur-Tazovsky region of Western Siberia / E.S. Davydova, I.B. Izvekov, G.R. Pyatnitskaya et al. // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 81–90.
7. Kuzminov V.A. Mapping of fault-fracture decompression zones for the purpose of forecasting high-yield area in deposits of the Achimovskiy strata of the Urengoy OGC / V.A. Kuzminov, L.S. Salina, R.G. Semashev et al. // *Problems of natural gas geology of Russia and bordering countries*. – 2nd edit., revis. – M.: VNIIGAZ, 2007. – P. 180–187.
8. Medvedev N.F. Impact of a tectonic factor on the formation of natural reservoirs of the Achimovskiy stratum of the Bolshoy Urengoy region / N.F. Medvedev, A.V. Zhavoronkova, L.V. Yagupova // *Forecast of gas bearing capacity of Russia and bordering countries*. – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 99–106.
9. Semashev R.G. Fluid dynamic peculiarities of formation and location of hydrocarbon accumulations in Achimovskiy stratus of the Bolshoy Urengoi region / R.G. Semashev, G.M. Zaychikov // *Raw materials base of the gas industry of Russia and its development prospects in XXI century*. – M.: VNIIGAZ, 2001. – P. 41–49.
10. Ermakov V.I. Thermal subsurface conditions of gas-oil bearing capacity of Jurassic sediments of northern areas of the Western Siberia / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov // *Oil and gas geology*. – 1988. – № 11. – P. 17–22.
11. Soin D.A. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 59–65.

УДК 550.812.1

А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Р.Ф. Садртдинов, А.В. Ворожбицкий

Перспективы нефтегазоносности поднадвиговой структуры Шахринав (Республика Таджикистан)

Ключевые слова:
Афгано-Таджикская впадина, автохтонный блок, аллохтонный блок, залежь, коллектор, нефтегазоносность.

Keywords:
Afghano-Tajik depression, autochthonous block, allochthonous block, deposits, reservoir, oil and gas content.

Соглашением между ОАО «Газпром» и Правительством Республики Таджикистан о стратегическом сотрудничестве в газовой отрасли от 15 мая 2003 г. предусмотрена совместная деятельность по поиску, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа на территории Республики Таджикистан. 10 июня 2008 г. между Правительством Республики Таджикистан и ОАО «Газпром» подписано Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Республики Таджикистан (далее – Соглашение).

В рамках реализации Соглашения ОАО «Газпром» получена лицензия на право пользования недрами лицензионной площади Сарикамыш Республики Таджикистан.

Лицензионная площадь расположена на территории Гиссарского района в 60 км к юго-западу от г. Душанбе (рис. 1). В тектоническом плане лицензионная площадь Сарикамыш расположена в северной части Кафирниганской антиклинальной зоны Афгано-Таджикской впадины (АТВ). Результаты бурения параметрических и поисковых скважин на близрасположенных структурах показали, что северная часть Кафирниганской зоны в поперечном сечении состоит из двух чешуй, сильно смещенных по Бабатагскому надвигу (около 15 км) относительно друг друга (рис. 2).

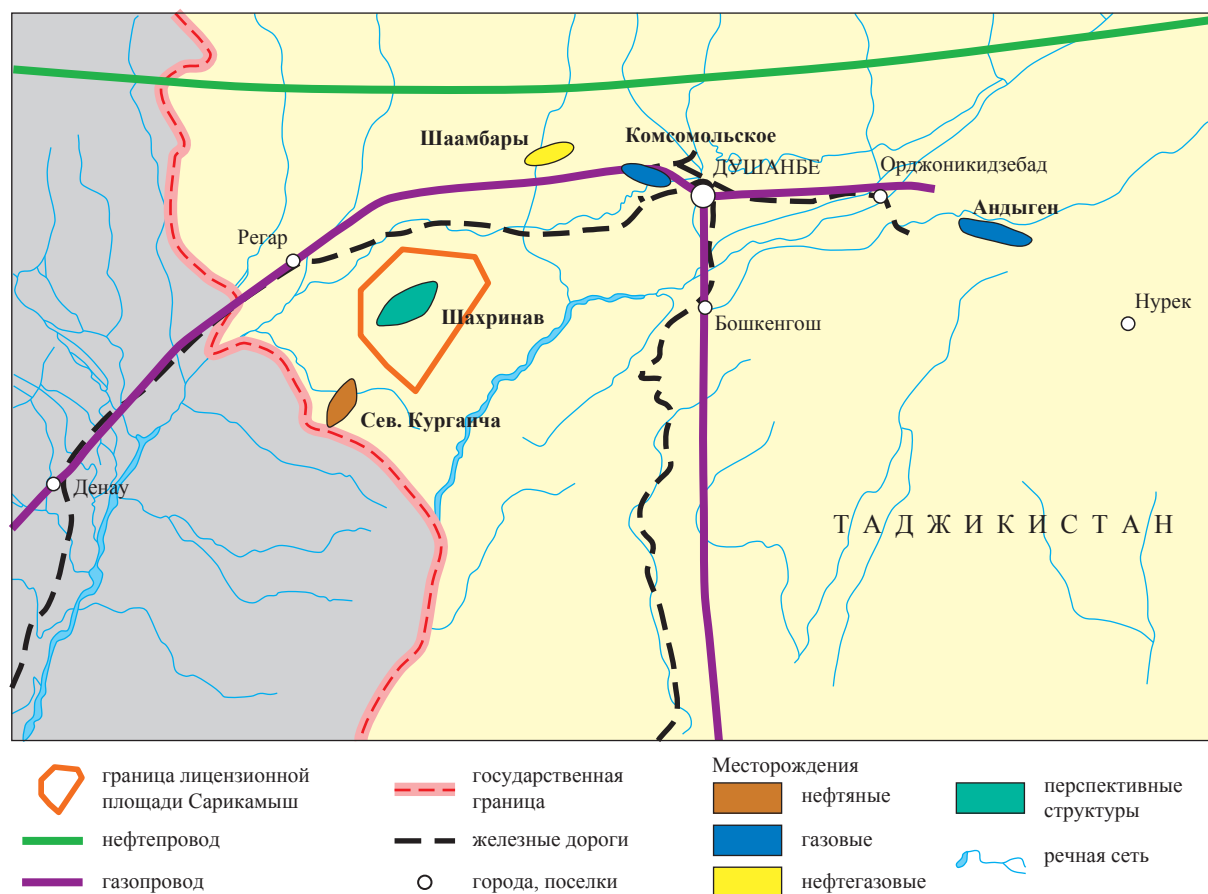


Рис. 1. Обзорная схема расположения лицензионной площади Сарикамыш

По наклону поверхности разрыва Бабагагский надвиг относится к «ныряющему» типу. По морфолого-кинематической классификации Бабагагский надвиг (покров) относится к покровам скольжения, представленным более или менее прямыми или слабоизогнутыми пластинами, сравнительно слабо дислоцированными внутри и перемещенными по одной резко выраженной поверхности срыва, которая, как правило, совпадает с горизонтом пластичных пород (в данном случае это гаурдакские сульфатно-галогенные отложения). По происхождению Бабагагский покров относится к компрессионным, формирующимся в условиях регионального сжатия.

В верхней части разреза аллохтонного блока выделяются неогеновый и палеоген-меловой комплексы пород. Ниже палеоген-мелового комплекса в пределах аллохтонного блока выделяется соленосная толща верхнеюрского возраста (гаурдакская свита кимеридж-титона – J_3g).

В пределах изучаемой площади нефтеносность палеоген-мелового комплекса и подсольных верхнеюрских отложений аллохтонного блока по результатам ранее пробуренных двух параметрических скважин не установлена. Учитывая этот факт, основным направлением поисков в пределах площади являются поднадвиговые отложения палеогенового и мелового возраста (автохтон).

Продуктивность палеогеновых отложений автохтона прогнозируется по аналогии с аллохтонными отложениями, которые на территории Юго-Западного Таджикистана являются основным нефтеносным комплексом. Практически все залежи нефти открытых здесь месторождений (Сев. Курганча и др.) локализованы в алайских и бухарских пластах (I, I-a, II, II-a, III, IV) палеогена, представленных известняками, доломитами, песчаниками, глинами и мергелями. Перспективы обнаружения газовых залежей связаны с терригенными отложениями нижнего мела (Комсомольское месторождение и др.), где выделяется ряд пористо-проницаемых пластов-коллекторов – XIV, XIII, XII, (XII-a, XII-б), XI, (XI-a, XI-б, XI-в).

В результате проведения на Сарикамышской площади в 2007–2011 гг. высокоточных грави- и сейсморазведочных работ МОГТ-3D подготовлена к поисковому бурению по палеогеновым и меловым отложениям (отражающие горизонты P_1bh , K_1al) поднадвиговая структура Шахринав, представляющая собой локальную

брахиантиклинальную складку, вытянутую в северо-восточном направлении.

Геологический разрез автохтонного палеоген-мелового сейсмоформационного комплекса аналогичен аллохтонному палеоген-меловому интервалу. Однако при сравнении их волновых полей можно отметить некоторые различия, определенные условиями распространения упругих волн в геологической среде (рис. 3). Сейсмические отражения автохтонного блока более низкочастотны по сравнению с аллохтонным блоком, что обусловлено закономерными процессами поглощения высокочастотной компоненты сейсмического сигнала с глубиной исследования. Временные толщины между отражениями от кровли бухарских известняков до кровли альба несколько сокращены, что вызвано процессом увеличения интервальных скоростей с глубиной исследования вследствие уплотнения горных пород с глубиной.

Несмотря на указанные различия, основные характеристики волнового поля автохтонного блока близки волновому полю аллохтонного блока (конформность расположения основных внутрiformационных отражений, прослеживаемость их по площади работ, отсутствие резких геологических внутрiformационных неоднородностей – линз, выклиниваний, рифов и т.д.). В данном комплексе выделяются и прослеживаются отражающие горизонты, аналогичные прослеживаемым в аллохтонном блоке – кровля бухарских известняков палеогена (P_1bh), кровля альбских отложений нижнего мела (K_1al).

Юрская часть геологического разреза автохтонного блока в пределах АТВ не изучена бурением, поэтому ее характеристика в пределах площади Сарикамыш весьма условна.

При подготовке структуры Шахринав к бурению была построена ее геологическая модель. По кровле бухарских слоев нижнего палеогена (P_1bh) площадь структуры составляет 8,1 км², амплитуда – 100 м. По кровле альбских отложений нижнего мела (K_1al) ее площадь равна 7,5 км², амплитуда – 75 м.

С целью оценки перспективных ресурсов углеводородов (УВ) категории C_3 выделено восемь объектов подсчета: I – пласт Ia (P_2al), II – пласт I (P_1bh), III – пласты II–IIa–III–IV ($P_{1-2}ak-bh$), IV – пласты VI–VII (K_2sn), V – пласты VIII–IX (K_2t-s), VI – пласт X (K_1al), VII – пласт XI (K_1al), VIII – пласты XIa, б, в (K_1al) (рис. 4).

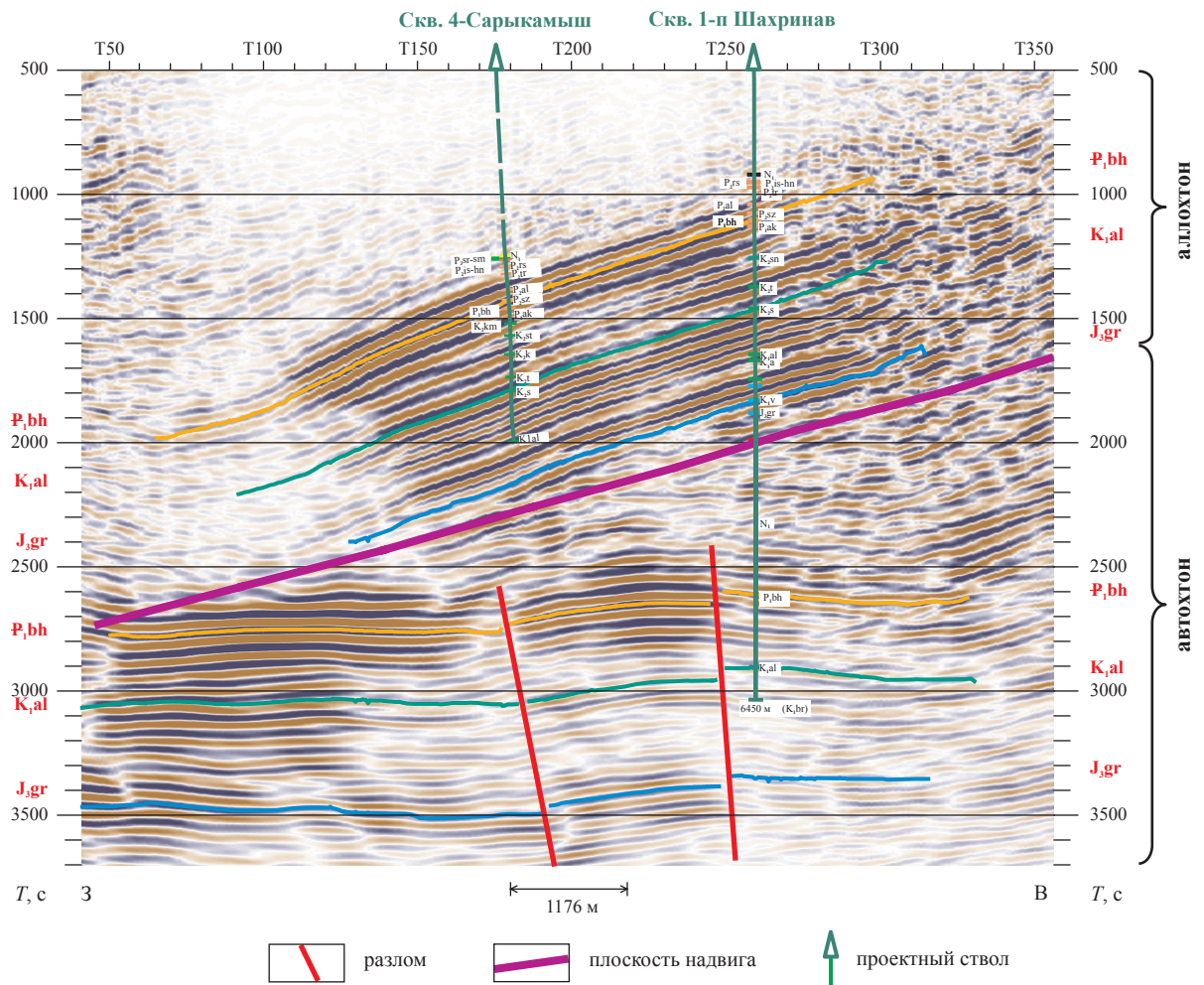


Рис. 3. Временной разрез через структуру Шахринав по линии скв. 4-Сарыкамыш и 1-п Шахринав (по данным филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2012 г.)

Подсчет перспективных ресурсов УВ категории C_3 произведен объемным методом специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в 2012 г. Согласно полученным данным суммарные перспективные извлекаемые ресурсы УВ структуры Шахринав оцениваются в 23,3 млн т у.т. По палеогеновым отложениям перспективные извлекаемые ресурсы нефти – 4,2 млн т, растворенного газа – 655 млн m^3 . По меловому комплексу перспективные балансовые ресурсы свободного газа оцениваются в объеме 18,4 млрд m^3 .

В 2013 г. на структуре завершено бурение поисково-оценочной скв. 1-п Шахринав с забоем 6450 м, ставшей не только самой глубокой скважиной в пределах АТВ, но и во всей Центральной Азии. Впервые в пределах АТВ самостоятельным направлением работ выбраны мезозойско-палеогеновые отложения автохтонного блока. Успешно отработана методика подготовки поднадвиговых структур. Полученный

материал будет использоваться при дальнейших работах на поднадвиговые структуры в зонах сочленения Кафирниганской и Обигармской антиклинорных зон с Вахшским прогибом в АТВ.

На данном этапе геологоразведочных работ (ГРП) получена ценная информация о геологическом строении исследуемого района. Результаты бурения скв. 1-п Шахринав позволили впервые практически в полном объеме изучить палеоген-меловой разрез автохтонного (поднадвигового) блока, включая отложения нижнего мела (барремский ярус).

В результате работ уточнено положение обширного Бабатагского надвига и подтверждено предположение о схожести литолого-стратиграфического строения и состава надвиговой (аллохтонной) и поднадвиговой (автохтонной) частей разреза.

В процессе бурения скв. 1-п Шахринав проводились анализ одномерной геомеханической

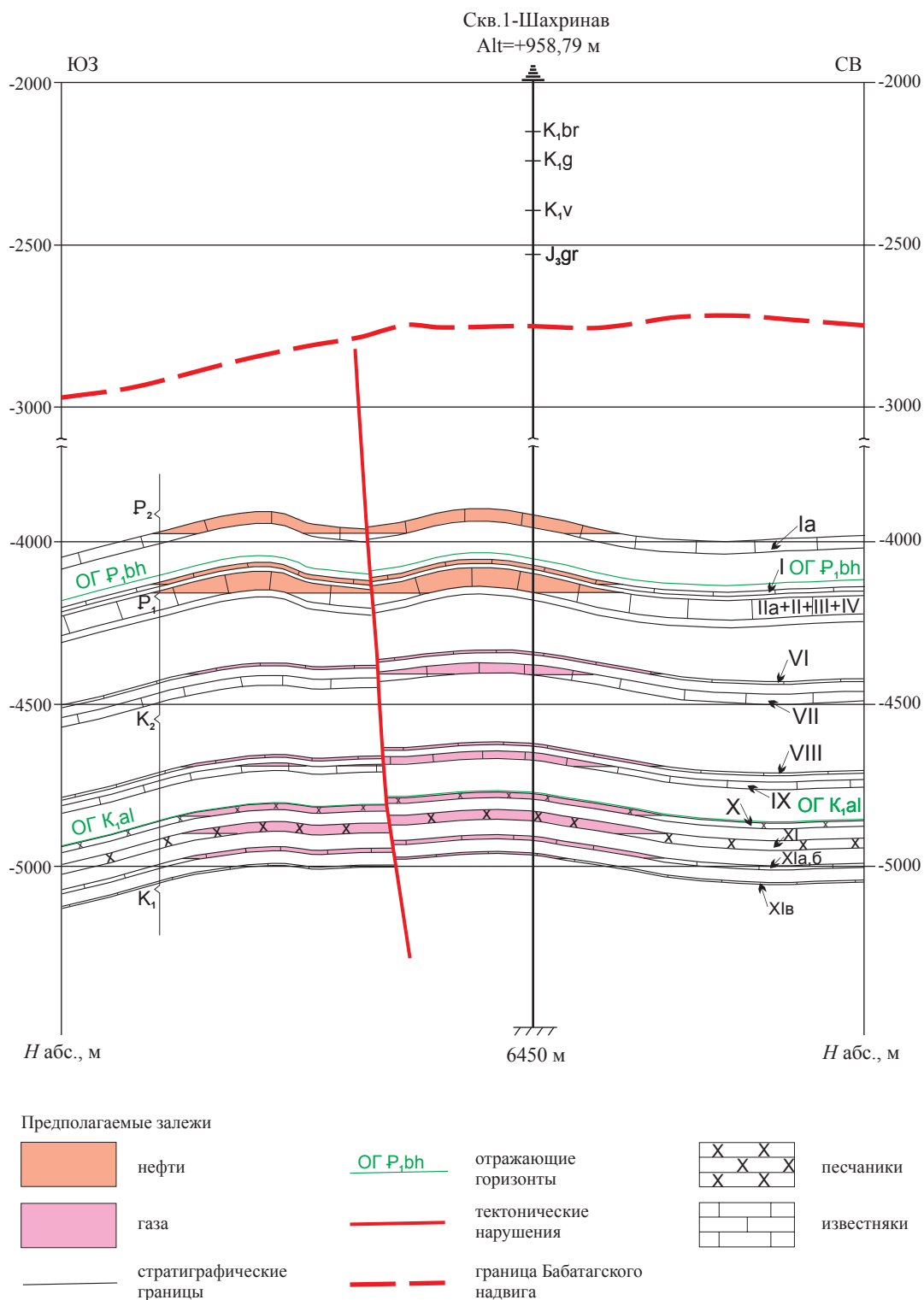


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез по линии I-I через структуру Шахринав (по данным филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2012 г.)

модели порового давления и вычисление градиентов гидроразрыва, литостатического давления и разрушения горных пород при скалывании. Геомеханическая модель порового давления с достаточной степенью достоверности

отражала ситуацию при бурении скважины. Результаты работ в дальнейшем могут использоваться при бурении глубоких поисковых и разведочных скважин в аналогичных геологических условиях на сопредельных территориях.

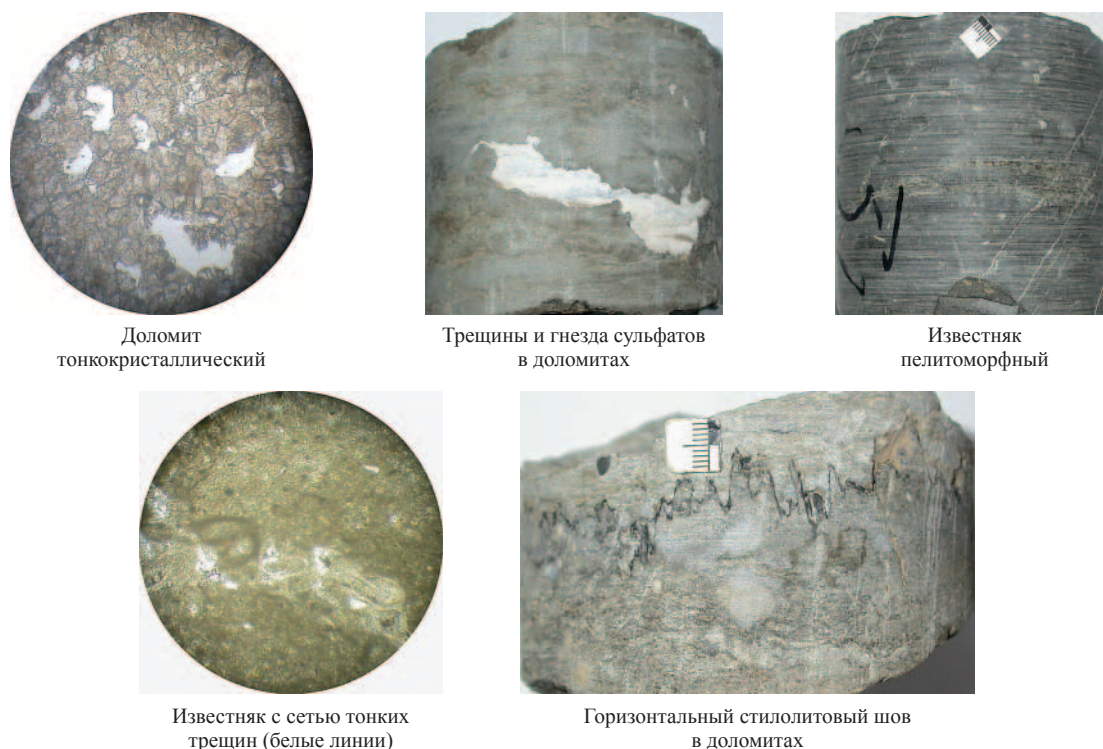
Геофизические скважинные исследования методом вертикального сейсмического профилирования с привлечением данных геофизических исследований скважин (ГИС) позволили провести детальную стратификацию данных наземной сейсморазведки и скоростной модели среды, определить фактические глубины залегания опорных отражающих горизонтов автохтонного блока в отложениях палеогенового и мелового возраста. Они оказались на 300 м глубже прогнозируемых по сейсмическим данным. При этом не вскрытая бурением кровля юрских отложений прогнозируется на глубинах 6850–7000 м и глубже.

Предварительные результаты комплексного изучения керна в лабораторных условиях позволяют сделать вывод о том, что в целом породы-коллекторы как палеогеновых, так и меловых отложений автохтона обладают пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В палеогеновых отложениях ФЕС коллекторов бухарских слоев оказались значительно выше, чем в алайских и акджарских слоях. В меловом разрезе наилучшей открытой пористостью всех изученных образцов керна обладают породы сеномана и апта. Наиболее проницаемыми оказались породы сеномана.

Отмечается разница в оценке пористости методами ГИС и полученной в результате лабораторных исследований керна. Очевидно, это обусловлено неоптимальным подбором петрофизических зависимостей при интерпретации методов ГИС.

Наибольший поисковый интерес в стратиграфическом разрезе палеогена автохтона площади Сарикамыш представляют бухарские слои, которые, возможно, также продуктивны, как и разновозрастные отложения аллохтона на сопредельных территориях.

В палеоген-меловых отложениях установлено наличие пластов-коллекторов, из которых в процессе бурения были получены прямые признаки нефтегазоносности. На основании геофизических исследований с привлечением предварительных данных исследования керна и шлама в поисково-оценочной скв. 1-п Шахринав определены восемь объектов испытания. В палеогеновых отложениях утверждены к опробованию четыре объекта, из которых два приурочены к карбонатам алайского возраста, а по одному – к карбонатным породам бухарского и доломитам акджарского ярусов (рис. 5). В меловых отложениях – к песчаникам сеноманского, альбского (два объекта) и аптского ярусов.



Доломит тонкокристаллический

Трещины и гнезда сульфатов в доломитах

Известняк пелитоморфный

Известняк с сетью тонких трещин (белые линии)

Горизонтальный стилолитовый шов в доломитах

Рис. 5. Образцы керна, отобранного из поисково-оценочной скв. 1-п Шахринав (бухарские слои нижнего палеогена автохтона)

В заключение необходимо отметить, что окончательные выводы о перспективах нефтегазоносности поднадвиговых отложений в исследуемом районе АТВ и необходимости корректировки направлений дальнейших ГРП

можно будет сделать только после завершения строительства скв. 1-п Шахринов и всестороннего анализа полученных геолого-геофизических материалов.

Список литературы

1. Каломазов Р.У. Основные направления и методика геологоразведочных работ на нефть и газ в Юго-Западном Таджикистане / Р.У. Каломазов, В.С. Коробка, Ю.С. Юртаев. – Душанбе: ТаджНИИНТИ, 1986.
2. Крылов Н.А. Перспективные направления поисков нефти и газа в Республике Таджикистан и Киргизской Республике / Н.А. Крылов, Ю.И. Заболотная, М.С. Кучеря // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2008. – № 1. – С. 29–34.
3. Гулев В.Л. Геологоразведочные работы на нефтегазоносных площадях Южного Таджикистана / В.Л. Гулев // Горный журнал. – 2009. – № 8. – С. 21–22.

References

1. Kalomazov R.U. Main directions and method of geological exploration works for oil and gas in the Southern-Western Tajikistan / R.U. Kalomazov, V.S. Korobka, Yu.S. Yurtaev. – Dushanbe: TajNIINTI, 1986.
2. Krylov N.A. Prospective directions of oil and gas exploration in the Republic of Tajikistan and Republic of Kyrgyzstan / N.A. Krylov, Yu.I. Zabolotnaya, M.S. Kucherya // Bulletin of Association of Drilling Contractors. – 2008. – № 1. – P. 29–34.
3. Gulev V.L. Geological exploration operations on oil-gas bearing areas of Southern Tajikistan / V.L. Gulev // Mountain journal. – 2009. – № 8. – P. 21–22.

УДК 553.981.2(571.1)

Е.С. Давыдова, О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалёва

Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий

Фундаментальное значение для развития нефтяной и газовой отраслей промышленности любой страны имеет наличие достаточной минерально-сырьевой базы (МСБ) в виде текущих запасов газа и жидких углеводородов (объекты промышленной добычи), перспективных и прогнозных (неоткрытых) ресурсов (объекты поисково-разведочных/геологоразведочных работ – ППР/ГРР – и прироста новых запасов).

МСБ нефте- и газодобычи России создавалась в течение всего XX в. (наиболее активно – с 1961 по 1993 гг.). К 2014 г. на территории РФ открыто и разведано около 3300 месторождений углеводородов (УВ), в том числе газосодержащих – 923.

Накопленная добыча газа превысила 20 трлн м³, начальные открытые запасы – 89 трлн м³ (с учетом категории С₂). Огромная роль в формировании МСБ принадлежит крупнейшим, гигантским и уникальным месторождениям УВ в запасах, добыче, промышленной значимости тех или иных областей, районов, перспективных комплексов пород.

Наибольшее число месторождений (более 900) открыто и разведано в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), приуроченной к одноименному осадочному мегабассейну (ЗСМБ). В других провинциях и областях нефтегазонакопления (НГО) количество месторождений в каждой не превышает 100, редко достигает 300 (Предкавказье).

Главными характеристиками единичных скоплений – залежей УВ – является величина их геологических (в пласте) и извлекаемых запасов (интегральных, в т.ч.), дифференцированных по видам (газ, конденсат, нефть). Соотношения между запасами различных видов УВ определяют типы залежей и месторождений по фазовому состоянию: газовые (Г), газоконденсатные (ГК), нефтяные (Н) и смешанные (ГН, НГ, НГК, ГКН).

Согласно принятой геологами ОАО «Газпром» классификации газосодержащих месторождений (с залежами свободного газа), к крупнейшим относятся месторождения с начальными геологическими запасами от 100 до 300 млрд м³, к гигантским – от 0,3 до 1,0 трлн м³, к супергигантским – до 3,0 трлн м³, к уникальным – от 3 до 10 трлн м³, к суперуникальным – более 10 трлн м³.

В диапазоне от 0,1 до 100 млрд м³ выделяются крупные (30–100 млрд м³), средние (10–30 млрд м³), мелкие (1–10 млрд м³) и мельчайшие (менее 1,0 млрд м³) месторождения свободного газа.

Месторождения с запасами от 100 млрд м³ и более имеют первостепенное значение для организации коммерческой добычи газа (и конденсата) – на уровне 3–4 млрд м³ и более в год. Чем крупнее по запасам открываемые и разведываемые месторождения УВ, тем лучше во всех отношениях – при проведении ГРР, освоении, эксплуатации и т.д.

В осадочных бассейнах мира к 2014 г. открыто 105 гигантских и уникальных месторождений, в том числе 35 в бассейнах Северной Евразии (Россия, суша и шельф). Общее число разведанных крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений (КГУГМ) – не менее 300 (экспертная оценка), в том числе в России – 85 (из них большинство – в пределах ЗСМП).

Ключевые слова:

перспективные ресурсы, прогнозные ресурсы, минерально-сырьевая база, нефтегазоносная провинция, Западная Сибирь.

Keywords:

perspective resources, forecast resources, mineral resources base, oil and gas province, Western Siberia.

В объеме осадочной мегалинзы юрско-мелового возраста Западной Сибири на 01.01.2014 г. насчитывается 57 месторождений с величиной разведанных запасов свободного газа (достоверных и установленных) от 0,1 до 11,3 трлн м³, их суммарные начальные газовые запасы составляют 48,8 трлн м³ от суммарных по мегапровинции (рис. 1).

Большая часть начальных разведанных запасов газа мегапровинции сосредоточена в уникальных нефтегазоконденсатных месторождениях – Уренгойском + Ен-Яхинском + Песцовом, Ямбургском, Бованенковском и Заполярном. В таблице приведены данные о начальном потенциале выявленных газовых гигантов.

В окраинных районах, а также на юго-востоке (Томская обл.) газосодержащих месторождений крупнее 100 млрд м³ не обнаружено. В морской части ЗСМП открыто 6 месторождений типа ГК, в том числе 4 крупнейших. Кроме того, известно 8 месторождений типа суша/море с запасами более 100 млрд м³ каждое [1].

Полностью разведанных месторождений (запасы категорий $A + B + C_1$ – более 90 % от запасов C_2) – 27, недоразведанных (запасы категорий $A + B + C_1$ – более 50 % от запасов C_2) – 24, существенно недоразведанных (запасы категорий $A + B + C_1$ – 10–50 % от запасов C_2) – 4, требующих значительной доразведки – 2 ($C_2 >$ или $\approx A + B + C_1$).

В перспективе за счет перевода (с коэффициентом 0,4–0,5) предполагаемых запасов категории C_2 в $B + C_1$ количество месторождений с запасами свободного газа более 0,1 трлн м³ увеличится на 5, в том числе сверхгигантских – на 2, крупнейших – на 3, число гигантских и уникальных останется неизменным (рис. 2).

Помимо вышеуказанных открыты месторождения, которые после масштабной доразведки могут перейти в категории крупнейших и гигантских (Ленинградское с разведанными запасами 71,0 млрд м³ по категории $A + B + C_1$ и 980,6 млрд м³ по категории C_2 ; Западно-Сеяхинское – 95,7 и 103,5 млрд м³ соответственно;

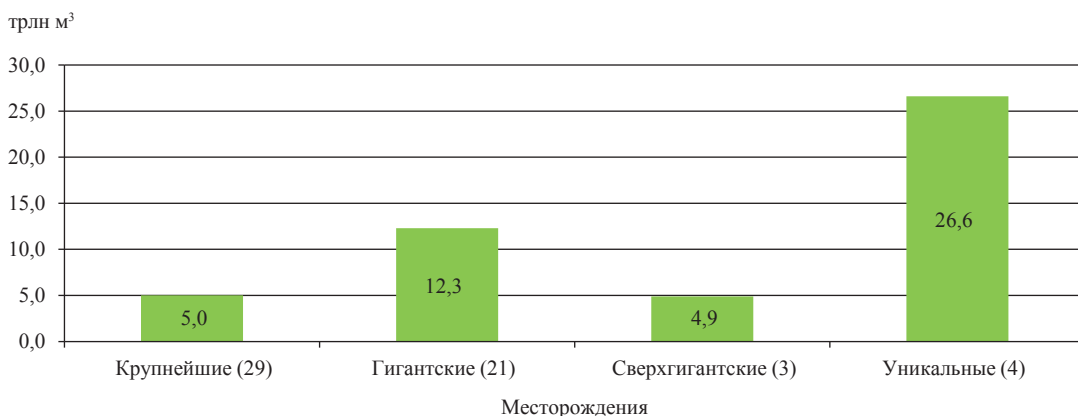


Рис. 1. Число и разведанные запасы крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в ЗСМП

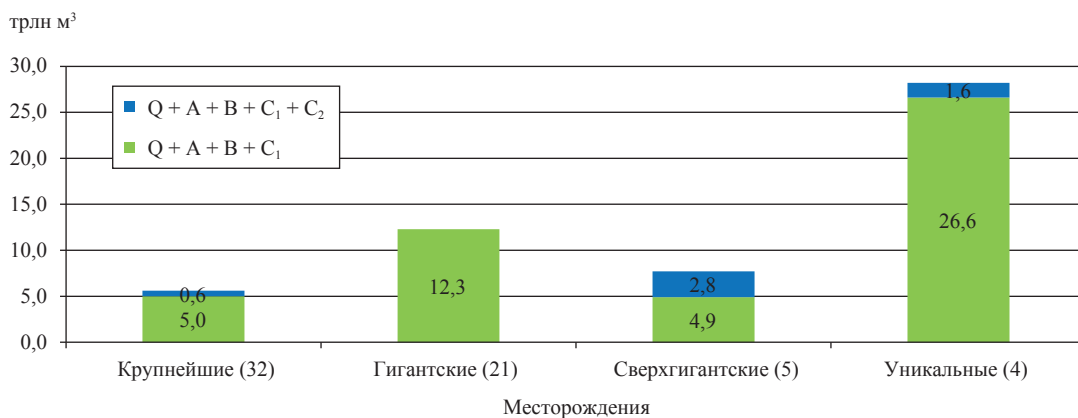


Рис. 2. Западно-Сибирская мегапровинция. Прогноз изменения структуры фонда месторождений (по крупности)

**Начальные разведанные запасы свободного газа гигантских, сверхгигантских
и уникальных газосодержащих месторождений Западной Сибири
(суша и шельф Карского моря), по данным Государственного баланса на 01.01.2013 г.**

№ п/п	Месторождение	Тип	Состояние	Район	Q + A + B + C ₁ , трлн м ³
1	Уренгойское + Ен-Яхинское + Песцовое	НГК	Разработка	НПТР*	11,69
2	Ямбургское	НГК	Разработка	НПТР	6,96
3	Бованенковское	НГК	Разработка	п-ов Ямал	4,39
4	Заполярное	НГК	Разработка	НПТР	3,58
5	Медвежье (с Ныдинским участком)	НГК	Разработка	НПТР	2,45
6	Харасавэйское	ГК	Подготовка	п-ов Ямал	1,42
7	Южно-Русское	НГК	Разработка	НПТР	1,03
8	Южно-Тамбейское	ГК	Подготовка	п-ов Ямал	1,00
9	Крузенштернское	ГК	Подготовка	п-ов Ямал	0,96
10	Северо-Уренгойское	НГК	Разработка	НПТР	0,89
11	Северо-Тамбейское	ГК	Разведка	п-ов Ямал	0,86
12	Комсомольское	НГК	Разработка	НПТР	0,82
13	Харампурское	НГК	Разработка	НПТР	0,80
14	Юрхаровское	НГК	Разработка	НПТР	0,65
15	Ямсовейское	НГК	Разработка	НПТР	0,60
16	Юбилейное	НГК	Разработка	НПТР	0,57
17	Каменномысское-море	Г	Разведка	Шельф	0,55
18	Тасийское	ГК	Разведка	п-ов Ямал	0,50
19	Салмановское (Утреннее)	НГК	Разведка	п-ов Гыдан	0,48
20	Губкинское+Северо-Губкинское	НГК	Разведка	НПТР	0,50
21	Малыгинское	ГК	Разведка	п-ов Ямал	0,44
22	Восточно-Таркосалинское	НГК	Разработка	НПТР	0,42
23	Северо-Каменномысское	ГК	Подготовка	Шельф	0,40
24	Вынгапуровское	НГК	Разработка	НПТР	0,40
25	Береговое	НГК	Разработка	НПТР	0,39
26	Западно-Таркосалинское	НГК	Разработка	НПТР	0,38
27	Семаковское	Г	Разработка	НПТР	0,32
28	Еты-Пуровское	НГК	Разработка	НПТР	0,32
Всего					43,79

* НПТР – Надым-Пур-Тазовский регион.

Северо-Парусовое – 16,3 и 338,9 млрд м³ соответственно). Таким образом, в ЗСМП установлена чрезвычайно высокая концентрация запасов свободного газа в небольшом числе месторождений УВ. Основная часть запасов газа КГУМ сосредоточена в чисто газовых залежах альб-сеноманского комплекса, в меньшей степени – в неоком-аптском комплексе [2–4]. В залежах ачимовской толщи и юры локализовано менее 10 % общих запасов газа ЗСМП.

В ряде работ отечественных и зарубежных исследователей [2–6] проанализированы геологические и генетические условия, благоприятствующие формированию и эволюционной сохранности крупнейших, гигантских и уникальных месторождений УВ мира.

Анализ общемировых закономерностей формирования крупнейших и гигантских месторождений газа применительно к ЗСМП указывает на то, что уникальная в планетарном масштабе газоносность альб-сеноманского

и верхней части неоком-аптского комплексов северных районов Западной Сибири обусловлена преимущественно седиментационно-генетическими причинами, а именно:

- развитием в разрезе значительной по мощности угленосной/субугленосной толщи верхнего валанжина-сеномана с высоким содержанием рассеянного (C_{opc}), полуконцентрированного (сланцы) и концентрированного (угли) органического вещества существенно гумусового типа, находящегося в оптимальном для мощного газообразования диапазоне катагенеза (R° – от 0,40 до 0,80 %);

- высокой песчаностью (в долях – от 0,55 до 0,75 от мощности комплекса) и отсутствием в нижнемеловом разрезе большинства районов севера провинции мощных, достаточно протяженных глинистых экранов (это обстоятельство послужило более негативным условием в плане масштабной аккумуляции УВ в средних горизонтах покурской свиты, в интервале баррема-альба НПТР);

- сохранностью коллекторского потенциала песчано-алевролитовых коллекторов в объеме нижнемеловых природных резервуаров до глубин 3,3–3,7 км;

- формированием в позднемеловое кайнозойское время крупных по размерам и эффективной емкости валлообразных и куполовидных поднятий с очень высоким аккумуляционным потенциалом в сеномане и апте (структурных ловушек);

- наличием мощной (500–900 м) турон-олигоценовой региональной глинисто-кремнистой покрывки, в целом слабо нарушенной разломами (в пределах большинства «газосборных» площадей в ареале КГУГМ);

- благоприятной гидродинамической обстановкой во внутренних областях провинции;

- новейшим временем окончательного формирования газовых скоплений (неоген, вместе с тем процессы ремиграции и частичного разрушения залежей продолжаются и до настоящего времени).

На суше ЗСМП остается мало неизученных и слабоизученных бурением зон, расположенных вблизи внешних границ мегапровинции, а также в ареале впадин и прогибов арктических областей (п-ова Ямал, Гыдан). Практически не изучены недра Карского моря (открытый шельф).

Огромный научный и практический интерес представляет прогнозирование числа и зон вероятной локализации неоткрытых КГУГМ как на суше, так и на шельфе (в Южно-Карской НГО).

Вследствие очень высокой степени изученности недр центральных, западных и юго-восточных областей ЗСМП вероятность открытия

здесь новых крупнейших и даже крупных (30–100 млрд м³) газосодержащих месторождений невелика. В НПТР, на п-овах Ямал и Гыдан возможно обнаружение четырех-пяти месторождений крупнее 100 млрд м³, но не более 200–250 млрд м³ каждое. По прогнозам, на Приямальском шельфе Карского моря до 2030 г. будет открыто большое количество крупнейших и гигантских газосодержащих месторождений, в том числе не менее трех (но не более пяти-шести) с запасами более 1 трлн м³ каждое. Вместе с тем, обнаружение уникальных месторождений типа Бованенковского (более 3 трлн м³) имеет невысокую вероятность в силу генетических причин – высокой глинизации разрезов неокома и юры в шельфовой части мегабассейна и, кроме того, жестких термоглубинных и катагенетических условий залегания юрских природных резервуаров в центральной и восточной зонах Южно-Карской НГО.

То же относится и к северо-восточным районам ЗСМП, где существенно увеличивается песчаность всего мелового разреза, в том числе верхней региональной покрывки.

Общее число прогнозируемых к открытию КГУГМ в Западной Сибири (с учетом левобережья р. Енисей в Красноярском крае) оценивается в 28–30, включая 22–23 в недрах открытого шельфа Карского моря и два-три – на севере Обской губы. В конечном счете после доразведки известных и открытия новых КГУГМ их начальные запасы (с учетом накопленной добычи) по категориям крупности возрастут в сумме до 70–75 трлн м³ (рис. 3), что составит не менее 65 % от начальных потенциальных традиционных ресурсов свободного газа Западно-

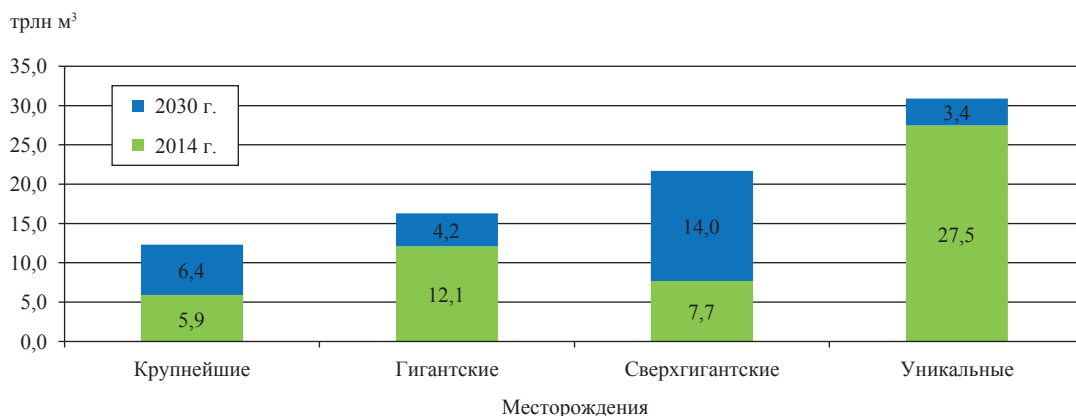


Рис. 3. Конечная вероятностная модель распределения запасов свободного газа в КГУГМ Западной Сибири

Сибирской мегапровинции. На суммарные запасы месторождений менее 100 млрд м³ каждое будет приходиться около 1/3 от суммарных «конечных» запасов мегапровинции, однако их число составит многие сотни – первые тысячи, особенно мелких и мельчайших (менее 3,0 млрд м³).

Именно в максимально высокой концентрации запасов и ресурсов газа в небольшом числе выявленных и прогнозируемых крупнейших и гигантских месторождениях и состоит уникальность ЗСМР по отношению к газу (газонакоплению в ее недрах).

Список литературы

1. Скоробогатов В.А. Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 43–52.
2. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
3. Немченко Н.Н. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири / Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская, М. Шоелл // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 45–56.
4. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
5. Белонин М.Д. Месторождения-гиганты: закономерности распределения и возможности прогнозирования / М.Д. Белонин, Ю.Н. Новиков // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1739–1751.
6. Геологическое строение гигантских месторождений нефти и газа / под ред. М. Хэлбути; пер. с англ. // Геология гигантских месторождений нефти и газа. – М.: Мир, 1973. – С. 10–13.
7. Новиков Ю.Н. Факторы, контролирующие распределение крупнейших месторождений углеводородов в планетарной системе нефтегазоносных объектов: положение бассейна на профиле «континент-океан» / Ю.Н. Новиков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – М.: Недра, 2008. – 47 с.

References

1. Skorobogatov V.A. The comparative analysis of conditions of oil-and-gas accumulation in West-Siberian and Arab-Persian megabasins / V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 43–52.
2. Karnaukhov S.M. Era of cenomanian gas: «from sunrise to sunset» / S.M. Karnaukhov, V.A. Skorobogatov, O.G. Kananykhina // *Problems of resources' provision of gas-producing areas of Russia up to 2030*. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 15–25.
3. Nemchenko N.N. Origin of natural gases of gigantic gas deposits of the north of the Western Siberia / N.N. Nemchenko, A.S. Rovenskaya, M. Shoell // *Oil and gas geology*. – 1999. – № 1–2. – P. 45–56.
4. Skorobogatov V.A. Gigantic gas-containing deposits of the world: regularities of placement, formation conditions, reserves, prospects of new discoveries / V.A. Skorobogatov, Yu.B. Silantiev. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 240 p.
5. Belonin M.D. Deposits-giants: distribution regularities and forecasting possibilities / M.D. Belonin, Yu.N. Novikov // *Geology and geophysics*. – 2001. – T. 42. – № 11–12. – P. 1739–1751.
6. Geological structure of gigantic oil and gas deposits / under the editorship of M. Halbuti // *Geology of gigantic oil and gas deposits*. – M.: Mir, 1973. – P. 10–13.
7. Novikov Yu.N. Factors controlling distribution of the largest hydrocarbon deposits in the planetary system of oil-gas bearing facilities: location of a basin on the «continent-ocean» profile / Yu.N. Novikov // *Oil and gas geology. Theory and practice*. – M.: Nedra, 2008, 47 p.

УДК 551.24:553.98

В.Ф. Подурушин

Тектоника и особенности нефтегазоносности Геофизического мезовала (север Западной Сибири)

Ключевые слова:

тектоника,
надвиг,
ранняя юра,
неоком,
структурная
ловушка.

Keywords:

tectonics,
thrust,
Early Jura,
Neocomian,
structural trap.

Геофизический мезовал расположен на севере Западной Сибири в основном газодобывающем регионе России. Преобладающая по площади западная часть мезовала находится в акватории Обской губы, восточное окончание выходит на Гыданский п-ов, где ведется разведка Геофизического нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) с залежами в отложениях верхнего, нижнего мела и средней юры (рис. 1). Проведенные на месторождении поисково-разведочные работы (ПРР) позволили получить значительный объем фактического материала. Детальное изучение и правильная оценка этих данных необходимы для составления достоверных геологической и гидродинамической моделей известного месторождения, выбора правильного направления поисков в акваториальной части мезовала, а также развития общих представлений о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Ямало-Гыданского региона.

Геофизический мезовал является структурой II порядка, осложняющей строение надпорядковой Антипаютинско-Тадобейхинской мегасинеклизы (см. рис. 1), верхний структурный этаж которой образован среднетриасово-кайнозойским осадочным чехлом. Ниже расположены рифтогенный верхнепермско-среднетриасовый промежуточный структурный этаж и складчатый палеозойский фундамент (нижний структурный этаж) (рис. 2) [1].

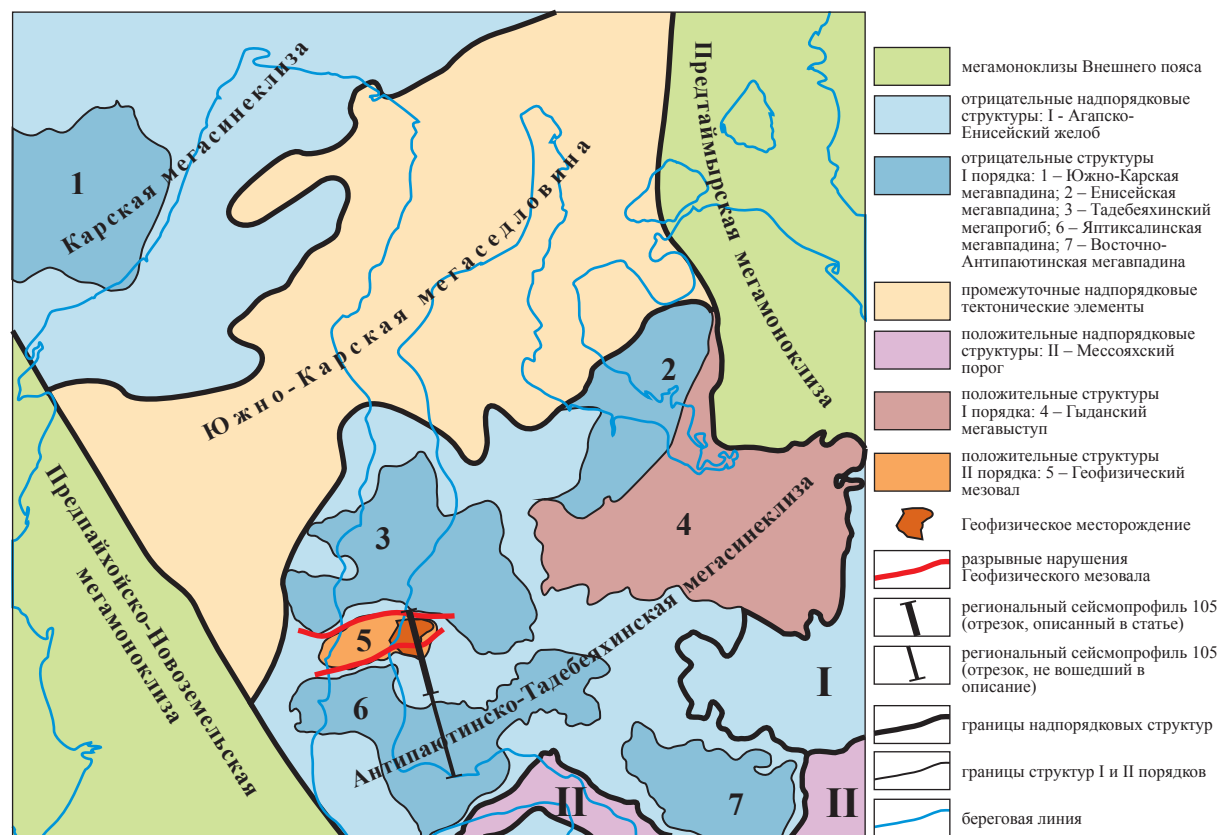


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема Ямало-Гыданского региона (по данным [5] с дополнениями по данным [6])

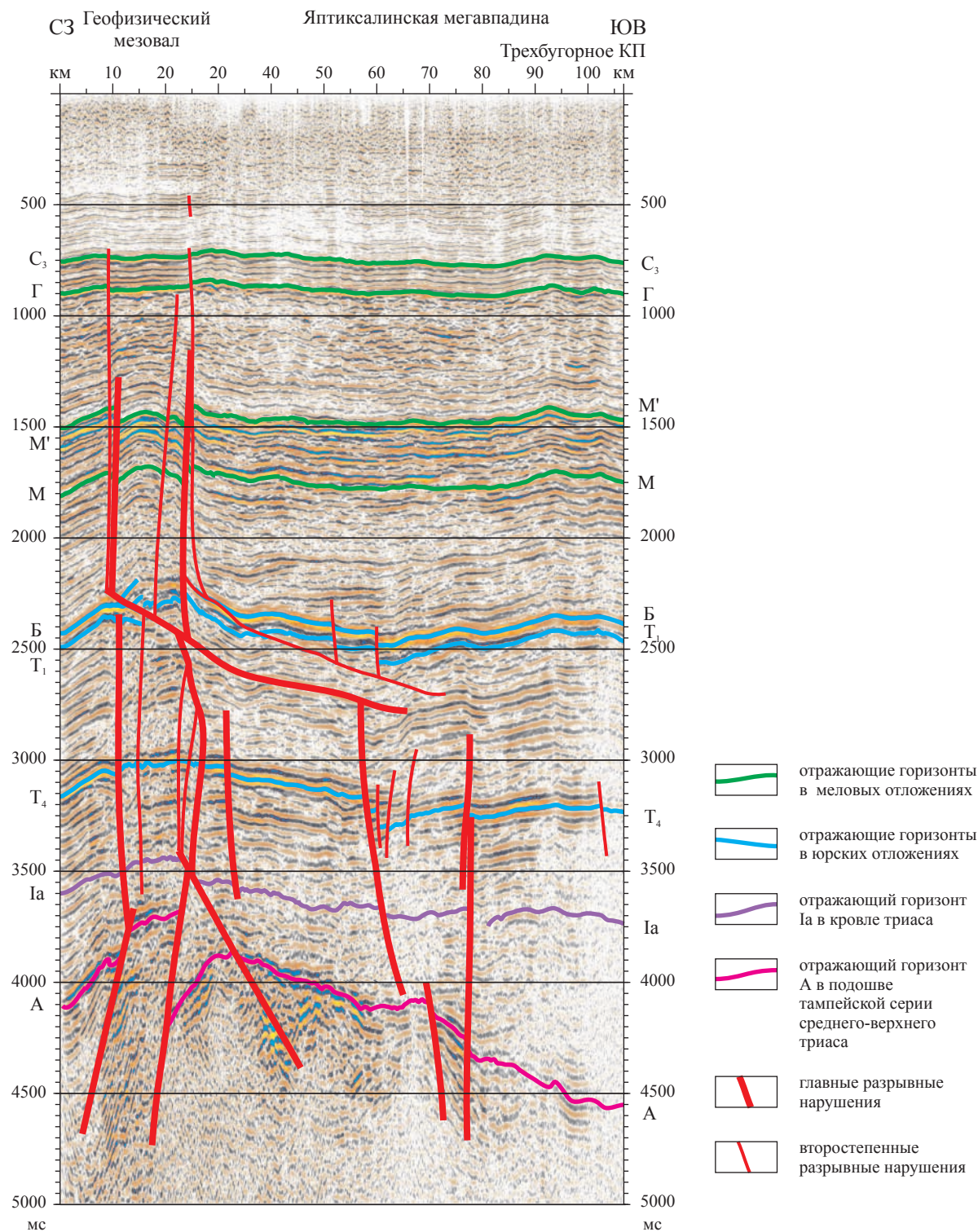


Рис. 2. Интерпретация северной части временного сейсмического разреза по региональному профилю № 105 (соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:10)

В работах предшественников [1–4] мезовал рассматривался как антиклинальная штамповая складка осадочного чехла, возникшая над блоком фундамента, выдвинутым вверх

по субвертикальным разломам. Выполненный автором тектонический анализ позволил существенно дополнить традиционные представления.

Описание структуры

На карте и временном разрезе по региональному сейсмопрофилю № 105 отражено, что южная и северная границы Геофизического мезовала образованы субширотными сбросами, проникающими в осадочный чехол из нижележащих отложений (см. рис. 1, 2) [2, 5]. Вблизи подошвы юры (отражающего горизонта Ia) южный сброс сменяется надвигом, наклоненным на север под углом 37° , а северный сохраняет сбросовую кинематику, но, пересекая отражающий горизонт А (подошва чехла), меняет угол наклона до 24° и становится субпараллельным нижележащему надвигу (рис. 2, 3).

Блок, заключенный между этими двумя нарушениями, надвинут к югу на триасовую толщу более чем на 1 км и поднят на 250 м. Под надвинутым блоком отражающий горизонт А локально опущен на 850 м относительно поднятого блока и на 600 м по сравнению с окружающими площадями. В поднятом блоке разрез триаса сокращен почти вдвое из-за размыва. Перекрытие надвига нижнеюрскими отложениями позволяет датировать его формирование началом ранней юры.

Выше отражающего горизонта Ia до примерно $2/3$ расстояния между отражающими горизонтами T_4 и T_1 структура, подстилающая Геофизический мезовал, слабо выделяется на окружающем фоне, образуя вершину значительно более обширного пологого поднятия. Лишь по граничным разломам, представленным зонами малоамплитудных нарушений шириной 1,5–3,5 км, заметны просадки отражающего горизонта T_4 и других рефлекторов.

В юрско-нижнемеловой толще, собственно образующей Геофизический мезовал, возможно наличие двух надвигов, полого наклоненных к югу. Критериями выделения надвигов на временном разрезе служили: 1 – разрыв, срезание и подворот отражений от осадочных слоев; 2 – смещение разорванных отражений с горизонтальным перекрытием крыльев разрывного нарушения и сдвиганием разреза; 3 – наличие отражающих площадок от поверхностей надвигов, секущих отражения от осадочных пород; 4 – наличие висячем крыле асимметричной антиклинальной складки (рис. 4).

Надвиги Геофизического мезовала зарождаются в толще средней юры ниже по склону Антипаютинско-Гадебеяхинской мегасинеклизы. Смещения носят характер субслоистых срывов. Углы падения надвигов составляют

$1^\circ 20'$ (нижний) и 2° (верхний) (см. рис. 3). Во фронтальной части углы падения увеличиваются до $3^\circ 30'$ и $4\text{--}5^\circ$ соответственно, придавая сместителям листрическую форму.

Основное значение имеет нижний надвиг. Его протяженность по падению – 28 км, он сечет границу юры и мела и заканчивается на пересечении с субвертикальным нарушением, ограничивающим Геофизический мезовал с севера. По надвигу происходит сдвигание в разрезе отражающих горизонтов Б и T_1 с горизонтальным перекрытием амплитудой до 2 км. В аллохтоне образуется асимметричная антиклинальная складка, на вершине которой сейсморазведкой и бурением установлен размыв верхнеюрской баженовской свиты (отражающий горизонт Б) [4], а выше сокращена мощность клиноформной части неокома (см. рис. 2, 3). Видимая вертикальная амплитуда складки – 200 м, с учетом размыва она может быть на 50 м больше.

Надразломная складка наиболее отчетливо выражена до кровли апта (отражающий горизонт М'). Выше она выполаживается, и в сеноманских отложениях структура Геофизического мезовала исчезает, переходя в погребенное состояние.

Верхний субслоистый срыв имеет второстепенное значение. На севере он заканчивается, упираясь в южный граничный разлом мезовала. Горизонтальное перекрытие горизонта Б по верхнему надвигу не превышает 400 м, надразломная антиклинальная складка не развита. В тыловой части аллохтона расположена серия мелких сбросов с вертикальным смещением до 100 м.

Зоны разломов, ограничивающих мезовал с севера и юга, разорваны и смещены нижним надвигом, висячем крыле которого сужаются до 0,8–1,1 км. Северный разлом смещен на 1,5 км к северу, автохтонная и аллохтонная части южного разлома подвернуты к поверхности срыва.

Выше неокомской клиноформной толщи по граничным разломам происходят сбросовые перемещения, приводящие к проседанию осевой части мезовала. В верхнеюрско-нижнеокомской части аллохтона такие просадки отсутствуют. Смещения отражений с разрывом сплошности по обоим разломам, постепенно затухая, фиксируются до кровли сеномана (отражающий горизонт Г); в вышележащей толще сейсмические отражения испытывают лишь изгибы без видимых разрывов.

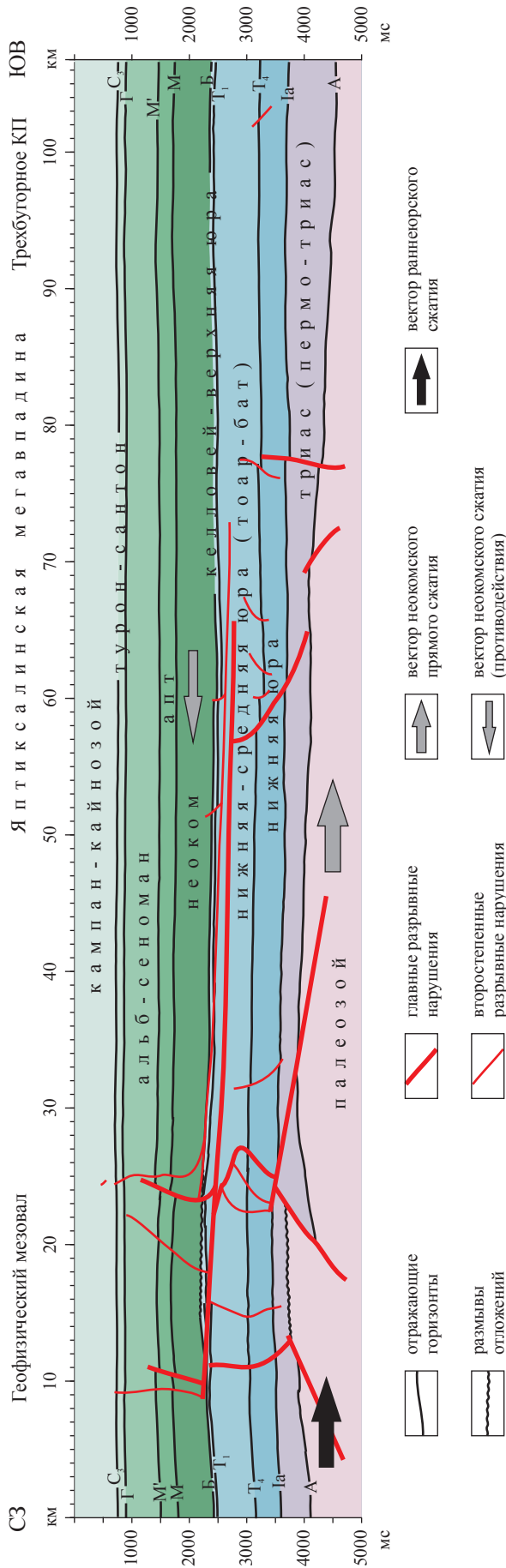


Рис. 3. Геологическая интерпретация северной части временного сейсмического разреза по региональному профилю № 105 (соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:1)

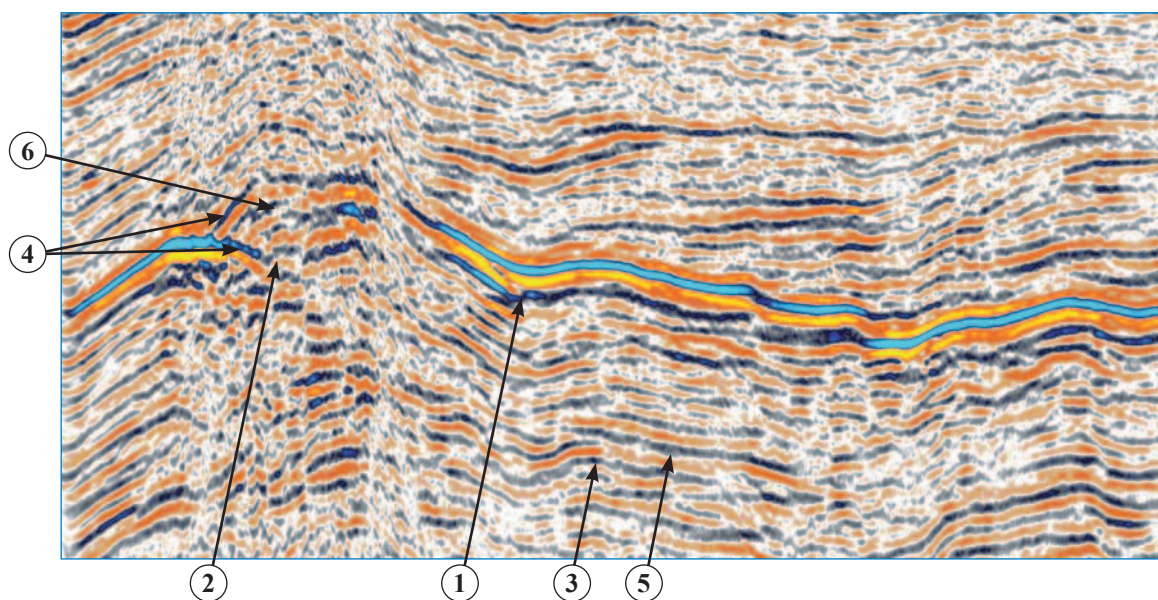


Рис. 4. Признаки неокомских надвигов на временном сейсмическом разрезе:
1 – разрыв отражения; 2 – срезание отражения; 3 – подворот отражения;
4 – горизонтальное перекрытие отражения со сдвиганием разреза; 5 – отражение
от поверхности надвига, секущее отражения от слоистости пород; 6 – приразломная
антиклинальная складка

История развития и геодинамика

Консолидация палеозойского фундамента Антипайотинско-Тадебейхинской мегасинеклизы произошла в поздней перми в обстановке орогенного сжатия. В конце поздней перми сжатие сменилось растяжением, орогенный режим уступил место рифтогенезу и накоплению пород промежуточного структурного этажа, к кровле которого приурочен отражающий горизонт А [1].

К началу отложения платформенного чехла на месте Геофизического мезовала существовал остаточный прогиб, который был сначала заполнен, а затем перекрыт плащом средне-верхнетриасовых терригенных отложений.

На границе триаса и юры последовал кратковременный эпизод сжатия, направленного с севера из акватории Карского моря на юг. По времени этот эпизод совпадает со становлением Пайхойско-Новоземельского складчато-надвигового пояса и, видимо, имеет общий с ним источник. Северный борт средне-верхнетриасового прогиба был надвинут к югу, перекрыв осадочное выполнение более чем на 1 км. Вертикальная составляющая сжимающей силы вызвала подъем аллохтонного блока и частичный размыв триасовой толщи в его кровле.

Основная часть юрского периода и берриасский век раннего мела характеризовались обстановкой спокойного погружения, о чем сви-

детельствует взаимная параллельность опорных рефлекторов T_4 , T_1 и Б.

В валанжине начался длительный неокомский этап умеренного горизонтального сжатия, ориентированного с севера на юг, источник которого располагался севернее Западно-Сибирской плиты [6]. Но в районе Геофизического мезовала в верхних горизонтах чехла образовались надвиги со смещением аллохтонов к северу, т.е. в направлении, противоположном вектору регионального сжатия. Этот парадокс объясняется тем, что сжимающая сила возникла в мантии и воздействовала прежде всего на жесткий фундамент, вызывая его уплотнение. В расположенном выше осадочном чехле возобладали силы противодействия, направленные с юга на север, которые и привели к субпослойным срывам слабо уплотненных в то время средне-верхнеюрских отложений.

Основные дислокации были приурочены к нижнему надвигу, достигнув максимума в его фронтальной части, где надразломная антиклиналь создала структуру Геофизического мезовала. В тыловых частях надвигов сжатие слабело и сменялось относительным растяжением, благодаря которому появились мелкие сбросы, осложнившие висячее крыло верхнего надвига.

Ослабление неокомского сжатия продолжалось до сеномана и включало две фазы, соответствующие формированию клиноформной и субпараллельно-слоистой толщ. В течение каждой фазы сжимающие силы слабели постепенно, а на их границе – скачкообразно.

Субмеридиональное сжатие сопровождалось проседанием замка надразломной антиклинали (см. рис. 2, 3), которое на временном разрезе читается выше клиноформной толщи неокома, но отсутствует в верхнеюрско-нижнеокомском интервале, что создает проблему пространства, необходимого для погружения. Эта проблема решается при рассмотрении структурной карты Геофизического месторождения по кровле пласта ТП₁₂ (рис. 5) [4], на которой показана субмеридионально вы-

тянутая депрессия с дном, опущенным по встречно падающим сбросам. Причиной появления этой структуры очевидно было растяжение, ориентированное вдоль оси мезовала и поперек вектору сжатия. Из-за того что депрессия простирается вдоль профиля № 105, субширотное раздвижение не выражено на разрезе, однако становится ясным на карте. Раздвижение произошло во вторую фазу формирования Геофизического мезовала в форме проскальзывания верхнеокомско-сеноманской части разреза по кровле клиноформной толщи.

В сеномане сжатие завершилось и на время накопления верхней части разреза сменилось незначительным растяжением, обусловившим слабое (без разрывов) прогибание дна поперечной депрессии.

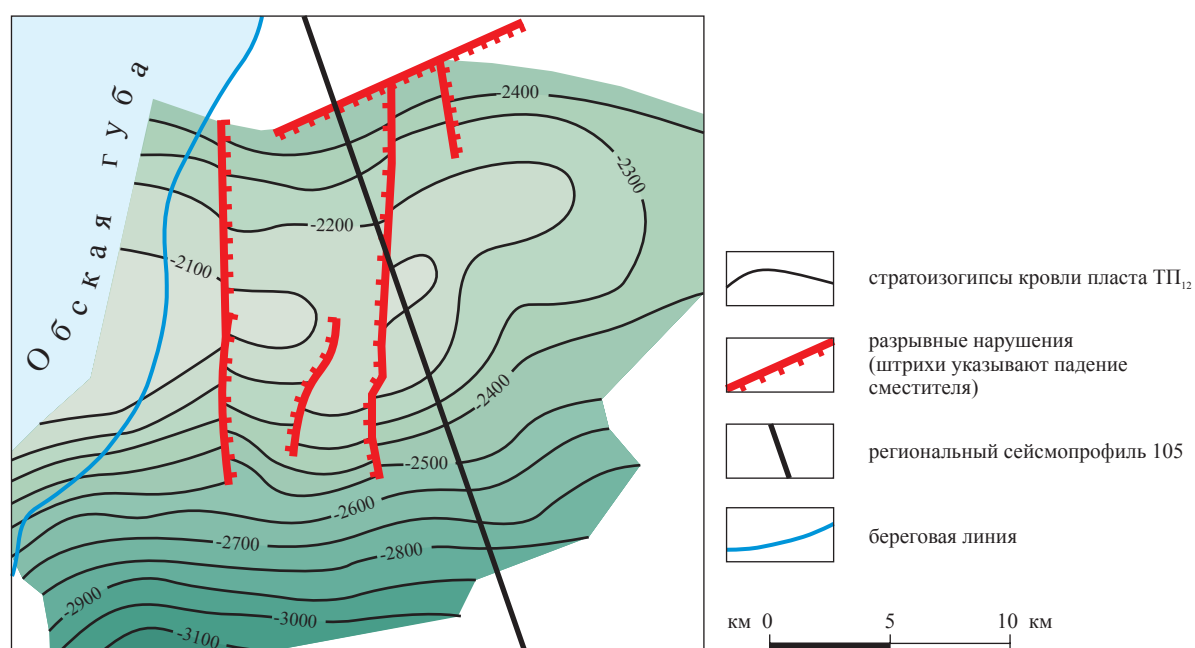


Рис. 5. Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение. Структурная карта кровли пласта ТП₁₂ [6]

Влияние тектоники на нефтегазоносность

Проведенный тектонический анализ позволил уточнить структуру продуктивных верхнеюрско-нижнемеловых отложений Геофизического НГКМ и выделить в ее составе: 1 – сдвигание разреза верхней юры; 2 – антиклинальные ловушки в аллохтоне и автохтоне; 3 – срезание надвигом ряда слоев с возможным образованием тектонических экранов; 4 – возможные тектонически экранированные ловушки в зоне экранирования пластов-коллекторов северным и южным граничными разломами.

Учет перечисленных особенностей повышает достоверность геологической и гидродинамической моделей месторождения, а в дальнейшем позволит оптимизировать его разработку. Согласно полученным результатам, можно предполагать, что нижнеюрский надвиг является флюидоупором и может рассматриваться в качестве положительного аргумента при определении перспектив поисков углеводородных скоплений в глубокопогруженных отложениях среднего и верхнего триаса.

Результаты анализа геолого-геофизических данных указывают на значительную роль разрывной тектоники, в частности надвиговых структур, в формировании верхнеюрско-нижнемеловой и средне-верхнетриасовой частей разреза Геофизического мезовала и одноименного месторождения.

Установлено, что структура собственно Геофизического мезовала образована антиклиналью, развитой в аллохтоне надвига над его фронтальной частью.

С надвигами могут быть связаны разрывы и сдвигание продуктивных пластов, структурные ловушки в аллохтоне и автохтоне, текто-

нические экраны, которые необходимо учитывать при поисках, разведке и разработке Геофизического и подобных ему месторождений.

Для правильного понимания структуры изучаемых геологических объектов интерпретация материалов сейсморазведки должна включать построение сейсмогеологических разрезов с соотношением горизонтального и вертикального масштабов 1:1.

Предложенный подход может быть применен к аналогичным структурам на севере Западной Сибири. Возможными аналогами Геофизического мезовала являются Нурминский мегавал и Мессояхский порог.

Список литературы

1. Геология и полезные ископаемые России. – Т. 2: Западная Сибирь / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
2. Ермилов О.М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / О.М. Ермилов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 141 с.
3. Рудкевич М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова и др. – М.: Недра, 1988. – 303 с.
4. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 261 с.
5. Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Масштаб 1:6500000 / под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2000.
6. Подурушин В.Ф. Особенности строения и история формирования структур неокомского возраста в Ямало-Гыданском регионе / В.Ф. Подурушин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 66–73.

References

1. Geology and mineral resources of Russia. – T. 2: Western Siberia / under the editorship of A.E. Kontorovitch, V.S. Surkov. – Spb.: Publishing house VSEGEI, 2000. – 477 p.
2. Ermilov O.M. Peculiarities of geological structure and development of unique gas deposits of the Extreme North of the Western Siberia / O.M. Ermilov, Yu.N. Karogodin, A.E. Kontorovitch et al. – Novosibirsk: Publishing house of the SB of the RAS, 2004. – 141 p.
3. Rudkevitch M.Ya. Oil-gas bearing complexes of the Western-Siberian basin / M.Ya. Rudkevitch, L.S. Ozeranskaya, N.F. Chistyakova et al. – M.: Nedra, 1988. – 303 p.
4. Skorobogatov V.A. Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov. – M.: Nedra-Biznestsentr, 2006. – 261 p.
5. Tectonic map of the Jurassic structural tier of the Western-Siberian oil-gas bearing province. Scale 1:6500000 / under the editorship of A.E. Kontorovitch. – Novosibirsk: IGG SO RAN, 2000.
6. Podurushin V.F. Features of a structure and history of formation of structures of Neocomian age in Yamalo-Gydansky region / V.F. Podurushin // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 66–73.

УДК 551.7.022.4

С.Б. Коротков, В.Е. Крючков, Е.В. Семёнова, А.А. Франчук

Литолого-стратиграфическое районирование глубокозалегающих рифей-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы на лицензионных объектах ОАО «Газпром»

К настоящему времени накоплен большой информационный литолого-стратиграфический материал по территории Сибирской платформы (СП), на базе которого составлены литолого-стратиграфические корреляционные схемы, являющиеся основой для специалистов в области литологии и стратиграфии. Вместе с тем характер работы с литолого-стратиграфической информацией геофизиков и геологов нефтегазовых компаний имеет свои особенности. Существенно большее внимание уделяется административному, а не геологическому делению территорий. Для повседневной работы и принятия управленческих решений требуются упрощенные схемы. Группирование лицензионных участков одного недропользователя чаще происходит вокруг базового месторождения, поэтому наибольший интерес представляют литотипы, встречающиеся в конкретном районе, а не все возможные литовариации стратиграфических комплексов.

В этой связи для практической работы геологов нефтяных и газовых компаний были бы весьма полезны схемы именно такого рода. В опубликованных источниках авторам не удалось найти ничего подобного. Поэтому в 2014 г. такая работа впервые была начата в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Составлены сводные литолого-стратиграфические колонки для основных районов деятельности Группы Газпром в Восточной Сибири, увязанные с базовыми месторождениями углеводородов (УВ) на этих территориях.

В Восточной Сибири Группа Газпром владеет 24 лицензионными участками (ЛУ), из которых 22 расположены в пределах СП, 2 – за ее пределами (Соболох-Неджелинский и Среднетюнгский). Также 15 ЛУ находятся в Красноярском крае, 4 – в Иркутской обл., 5 – в Якутии (рис. 1–3).

Геологическое строение рифей-нижнекембрийских отложений СП описано в многочисленных публикациях [1]. Осадочный чехол СП сложен породами рифея, венда и кембрия. Отложения нижнего-среднего рифея преимущественно выполняют крупные древние впадины и прогибы архей-нижнепротерозойского фундамента. Представлены гравелитами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, залежей углеводородов не выявлено.

В Красноярском крае на вершине Камовского свода Байкитской антеклизы выявлено крупнейшее в мире скопление УВ в отложениях рифея – Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ). Отложения верхнего рифея представлены переслаиванием карбонатных и глинисто-карбонатных пород (камовская серия). Коллекторами для УВ служат выходящие на предвендскую эрозионную поверхность пористо-кавернозные доломиты. На Оморинском ЛУ из верхнего рифея притоки газа получены на Салаирской площади (скв. 1), примыкающей к высокопродуктивной ЮТЗ. Карбонаты верхнего рифея образованы в условиях мелководного моря.

Рифейский период на СП завершился регрессией и длительным перерывом осадконакопления (сотни миллионов лет). В течение предвендского перерыва сформирован основной объем современного пустотного пространства доломитизированных известняков.

Ключевые слова:
нефть,
газ,
конденсат,
литостратиграфия,
Восточная Сибирь,
Сибирская
платформа,
Вилуйская
синеклиза,
осадконакопление,
пласты-коллекторы,
флюидоупоры.

Keywords:
oil,
gas,
condensate,
lithostratigraphy,
Eastern Siberia,
Siberian platform,
Viluyan synecise,
sediments
accumulation,
formation reservoirs,
fluid thrusts.






Лицензионные участки Группы Газпром:

- 1 – Берямбинский (ООО «Газпром добыча Красноярск»)
- 2 – Берямбинское ГКМ (ООО «Газпром добыча Красноярск»)
- 3 – Абаканский (ОАО «Газпром»)
- 4 – Имбинский (ОАО «Газпром»)
- 5 – Верхне-Манзинский (ОАО «Газпром»)
- 6 – Троицкий (ОАО «Газпром»)
- 7 – Карабульский (ОАО «Газпром»)
- 8 – Чунский (ОАО «Газпром»)
- 9 – Ильбокичский (ОАО «Газпром»)
- 10 – Оморинский (ООО «Газпром добыча Красноярск»)
- 11 – Собинский (ООО «Газпром добыча Красноярск»)
- 12 – Придутьский (ОАО «Краснояскгазпром»)
- 13 – Таимбинский (ОАО «Газпром»)
- 14 – Тэтэрский (ОАО «Газпром»)
- 15 – Юдоконский (ОАО «Газпром»)

Рис. 1. Красноярский край.
Лицензионные участки Группы Газпром



- | | |
|--|--|
|  Лицензионные участки Группы Газпром: |  Государственная граница |
| 1 – Чаюндинское НГКМ (ОАО «Газпром») |  Административная граница |
| 2 – Верхневилучанское НГКМ (ОАО «Газпром») | |
| 3 – Тас-Юряхское НГКМ (ОАО «Газпром») | |
| 4 – Соболах-Нежелинское ГКМ (ОАО «Газпром») | |
| 5 – Среднетюнгское ГКМ (ОАО «Газпром») | |
| 6 – Тымпучиканский (ООО «Газпромнефть Анкара») | |

**Рис. 3. Республика Саха (Якутия).
Лицензионные участки Группы Газпром**

отложения нижнего венда (основной продуктивный комплекс СП) представлены толщей переслаивания песчаников, алевролитов, глинистых алевролитов, аргиллитов. В них сосредоточены основные запасы УВ (большинство месторождений открыто в 1970–1980 гг.).

Существуют различные варианты местных стратиграфических схем, основанных на административном делении территории СП.

В Красноярском крае в нижнем венде выделены четыре свиты: алешкинская, чистяковская, мошакская, редколесная. В Эвенкийском районе – две свиты: ванаварская, оскобинская. В Иркутской области – боханский и парфеновский продуктивные горизонты чорской свиты. Парфеновский горизонт продуктивен на Ковыктинском, Чиканском, Хандинском месторождениях. В Якутии в нижнем венде выделе-

но пять свит, в их составе четыре продуктивных горизонта: вилочанский, талахский, хамакинский, ботубобинский.

Коллекторы нижнего венда сложены песчаниками и алевролитами (пористость – до 23–25 %). Покрышки, представленные аргиллитами и глинистыми алевролитами, характеризуются низкими флюидоупорными свойствами. Эти толщи можно рассматривать как локальные флюидоупоры или ложные покрышки, в отдельных случаях могут быть резервуаром сланцевого газа [2].

В песчаниках и алевролитах нижнего венда открыты крупные (30–300 млрд м³) и уникальные (более 300 млрд м³) месторождения УВ [3]: Ковыктинское, Хандинское, Чиканское, Чаяндинское, Собинское (рис. 4), Тас-Юряхское.

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что в раннем венде на СП осадконакопление проходило преимущественно в континентальных, прибрежно-морских, мелководно-морских условиях. Колебания уровня океана обусловили цикличность осадконакопления, что привело к переслаиванию терригенных пород различных структурно-генетических типов. Регрессии сопровождались укрупнением размера обломочных частиц, трансгрессии способствовали накоплению микрозернистых осадков.

В верхнем венде СП песчаники и алевролиты сменяются доломитами, переслаивающимися с соленосными пластами. В Красноярском крае и Иркутской обл. в разрезе верхнего венда выделены катангская, собинская и тэтэрская свиты; в Якутии – успунская, кудулахская, юряхская свиты. Карбонатные отложения верхнего венда перекрыты региональным флюидоупором – нижнекембрийской соленосной толщей. В Красноярском крае и Иркутской обл. эта толща названа усольской свитой, в Якутии – билирской и юрегинской свитами. В доломитах верхнего венда нижнего кембрия выявлены залежи углеводородов на Имбинском, Ильбокичском, Абаканском, Оморинском, Берямбинском, Верхневилочанском месторождениях. Основной составной частью карбонатных пород, как и в отложениях рифея, служат доломитизированные водорослевые известняки, характеризующиеся пористостью до 14–15 %.

Осадочный чехол Среднетюнгского и Соболюх-Неджелинского газоконденсатных месторождений сложен палеозой-мезозойскими отложениями (за пределами СП). Промышлен-

ные притоки УВ установлены в песчаниках нижнего триаса, верхней перми и нижней юры.

Геологическая изученность региона неравномерна, наиболее полно исследован юг СП, где открыты различные по запасам месторождения УВ, в том числе уникальные (с запасами более 300 млрд м³) [3]. Здесь расположены крупнейшие железнодорожные транспортные артерии – Транссиб, БАМ. Ведется строительство газопровода «Сила Сибири». В северных районах СП геологическая изученность низкая.

Рифей-нижнекембрийские отложения характеризуются значительной латеральной изменчивостью даже в пределах отдельных локальных структур. Месторождения многопластовые, сводовые, блоковые, тектонически и литологически экранированные (см. рис. 4). Осадочный чехол СП пронизан многочисленными кимберлитовыми трубками, трапповыми и дайковыми интрузиями, что затрудняет обработку и интерпретацию геофизических материалов. Глубина залегания продуктивных пластов – 1,5–3 км. Региональными флюидоупорами служат ниже-среднекембрийские соли, за пределами их распространения скопления УВ не обнаружено [2]. Ловушки УВ представлены структурами облекания выступов пород фундамента и рифея, которые определяют их геометрические размеры.

В южных районах СП к настоящему времени изучены бурением наиболее крупные тектонические блоки. Перспективным направлением дальнейших геолого-разведочных работ следует считать приподнятые зоны сочленения крупных тектонических структур, где на протяжении длительного времени формировались благоприятные условия для аккумуляции углеводородов: крупные выступы, своды, валы, локальные поднятия. Перспективны районы обрамления Курейской синеклизы в зонах ее сочленения с Анабарской, Непско-Ботубобинской и Байкитской антеклизмами, Туруханско-Норильской грядой [4].

Основные черты строения и нефтегазонасыщенности продуктивных отложений в районах расположения ЛУ Группы Газпром нашли отражение в созданных авторами литолого-стратиграфических колонках (рис. 5–7), оптимизированных для повседневной деятельности специалистов. Подводя итог, можно рекомендовать продолжить работу в данном направлении для полного охвата территорий текущей деятельности и новых перспективных регионов.

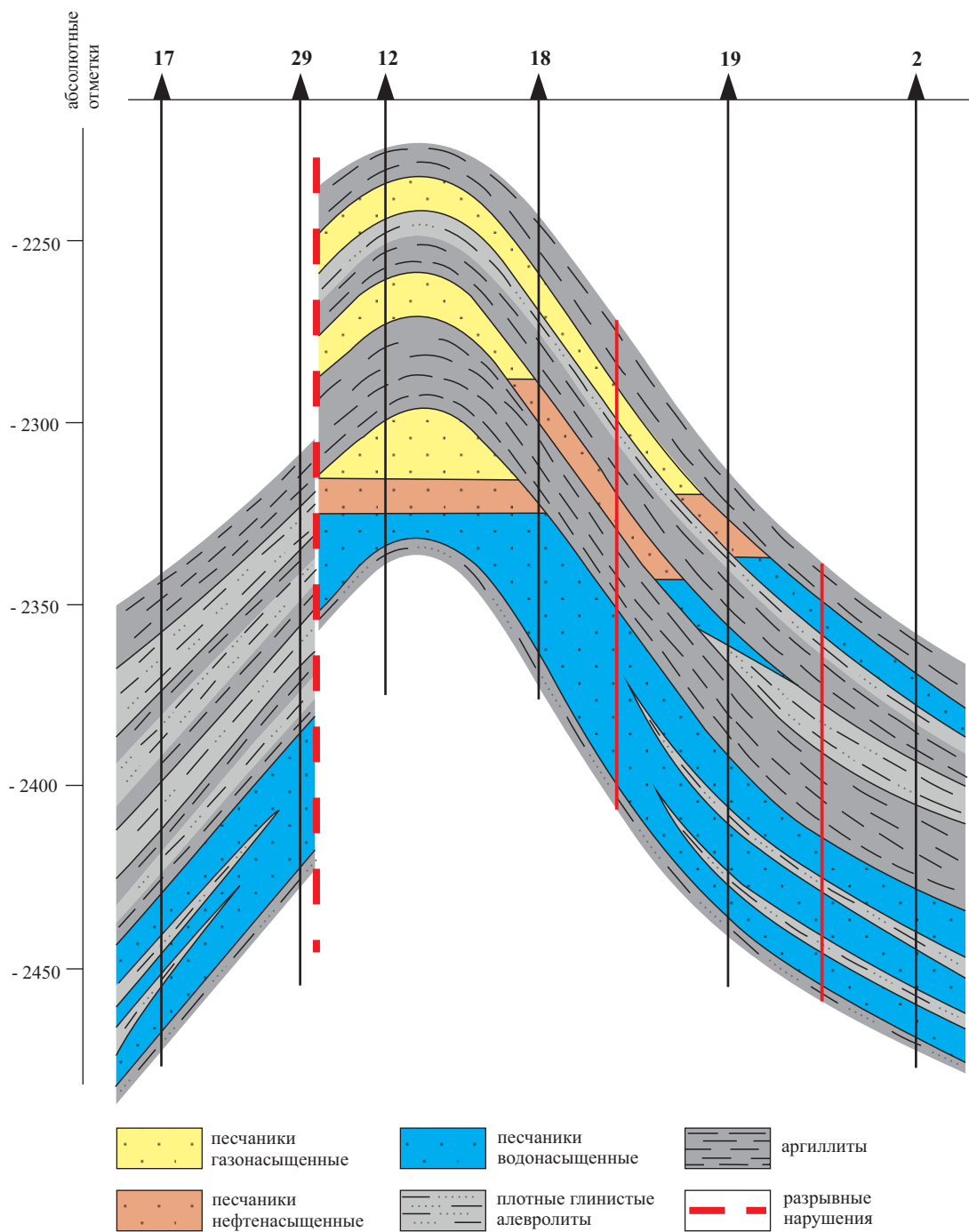


Рис. 4. Схематический геологический профильный разрез продуктивных отложений ванаварской свиты нижнего венда Собинского НГКМ

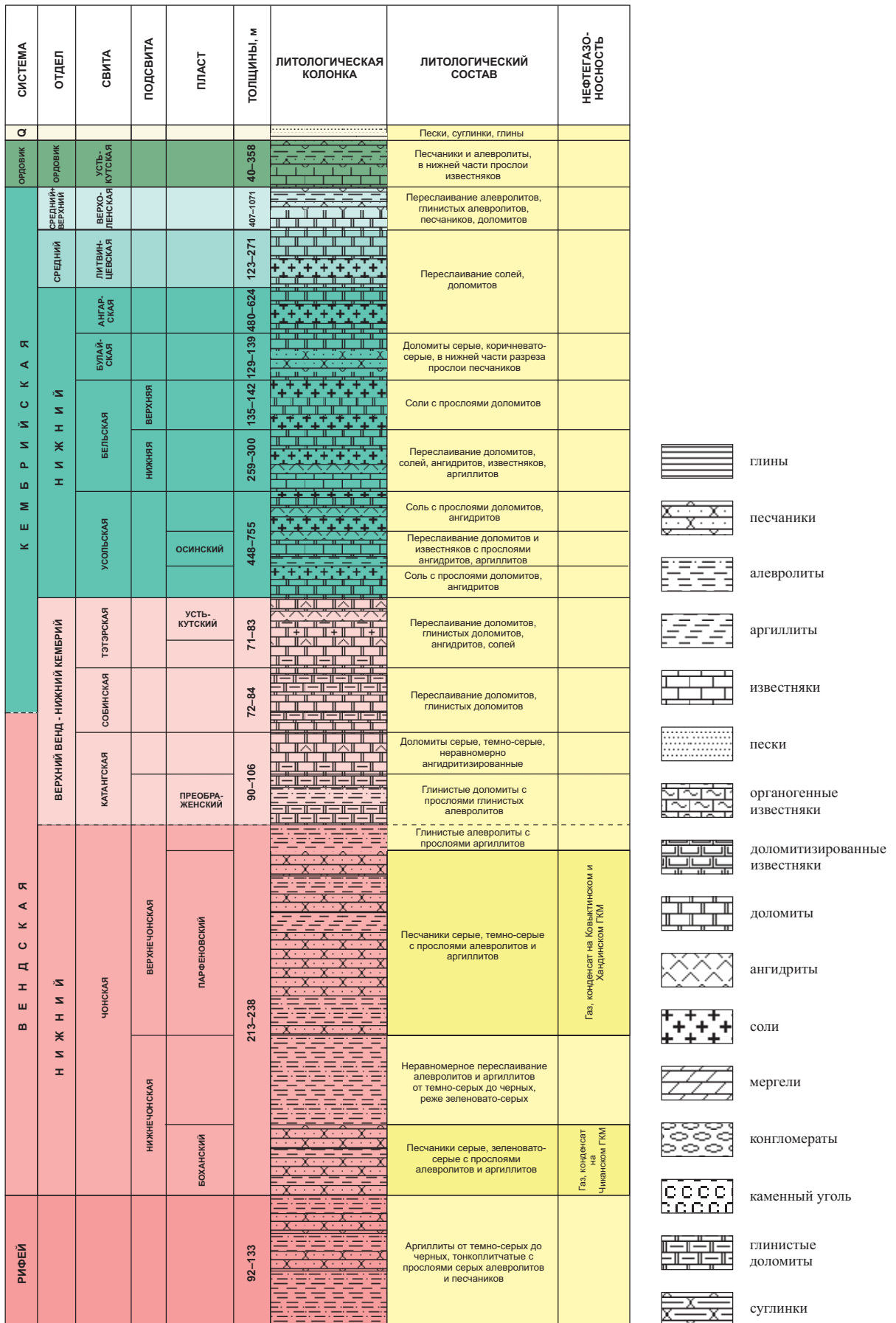


Рис. 5. Иркутская область. Сводная литолого-стратиграфическая колонка

Список литературы

1. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Коротков Б.С. Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России: обз. инф. / Б.С. Коротков, С.Б. Коротков, В.Ф. Подурушин. – М.: Газпром экспо, 2009. – 114 с.
3. Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утв. Приказом МПРиЭ РФ от 01.11.2013 г. № 477) / ФБУ ГКЗ. – <http://www.gkz-rf.ru> (на 10.05.2014 г.).
4. Крючков В.Е. Зоны сочленения крупных тектонических структур – перспективный объект поисково-разведочных работ на газ и нефть в Восточной Сибири / В.Е. Крючков, А.Г. Медведев, И.Б. Извеков // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 55–60. – (Серия «Вести газовой науки»).

References

1. Antsiferov A.S. Oil and gas geology of the Siberian platform / A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov et al.; under the editorship of A.E. Kontorovitch, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. – M.: Nedra, 1981. – 552 p.
2. Korotkov B.S. Prospects of searches of commercial hydrocarbon deposits at great depths in Russia: educ. inf. / B.S. Korotkov, S.B. Korotkov, V.F. Podurushin. – M.: Gazprom expo, 2009. – 114 p.
3. Instruction for application of classification of oil and combustible gas reserves and resources (approved by the Order of the RF Ministry of Natural Resources and the Environment dated 01.11.2013 № 477) / FBU GKZ. – <http://www.gkz-rf.ru> (as of 10.05.2014).
4. Kryuchkov V.E. Junction zones of large tectonic structures – prospective object of prospecting-exploration works for gas and oil in Eastern Siberia / V.E. Kryuchkov, A.G. Medvedev, I.B. Izvekov // Problems of the resources provision of the gas producing regions of Russia up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 55–60. – (Series «Vesti gazovoy nauki»).

УДК 553.98

**А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова (Рыжова), Н.Ю. Канунникова,
О.А. Саприна**

Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

В соответствии с принятой схемой нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Ботуобинскому нефтегазоносному району. На месторождении основными скоплениями углеводородов являются залежи ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов нижневендского возраста, которые в большинстве случаев перекрывают друг друга, образуя единое поле продуктивности. В осадочном чехле встречаются многочисленные и разнообразные дизъюнктивные дислокации со смещением, среди которых доля сквозных нарушений относительно невелика. Уверенно выяснить направленность и положение на площади отдельных разрывов удается не всегда (рис. 1). Объясняется это сложной историей формирования Непско-Ботуобинской антеклизы, к которой в тектоническом плане приурочено Чаяндинское НГКМ, и активной геодинамикой в регионе. Так, «в непское время (нижний венд) формировались Присяяно-Енисейская синеклиза, Приенисейский и Байкало-Патомский прогибы. Длина последнего составила более 2000 км, амплитуда – более 600 м» [1].

Только с позднего венда Сибирский кратон вступил в платформенный этап развития, который ознаменовался крайне стабильным тектоническим режимом, в условиях которого во внутренних районах платформы развивались мелководные морские бассейны преимущественно с карбонатным режимом осадконакопления [2]. «Литологические комплексы, составляющие осадочный чехол нижневендского возраста, характеризуются очень сильной фациальной неоднородностью и значительными колебаниями мощностей, что предопределяет трудности выявления типов природных резервуаров и закономерностей их распространения и строения» [3].

Обозначенные факторы во взаимодействии с геодинамическим воздействием, выклиниванием и замещением пород-коллекторов продуктивных горизонтов привели к возникновению на Чаяндинском НГКМ литологически и тектонически экранированных ловушек.

Чаяндинское НГКМ по величине балансовых запасов газа относится к группе уникальных, по геологическому строению – к очень сложным. Месторождение расположено в зоне аномально низких пластовых давлений в терригенной толще венда.

В составе пластового газа в значительных количествах содержатся этан, пропан, бутан и C_5^+ , а также неуглеводородные компоненты – азот и гелий [4].

«Наличие в газе Чаяндинского месторождения такого важного химического элемента, как гелий, требует в первую очередь решения вопроса о его хранении. Интегральная оценка потенциальных резервуаров для создания подземных хранилищ гелия в пределах Чаяндинского центра газодобычи в объектах, предложенных разными исследователями, показала, что полнее всего требованиям, предъявляемым к объектам хранения гелия в пористых средах, отвечает Саманчакитский блок, осложняющий структурное поднятие южной части Чаяндинского месторождения» [5].

Ключевые слова:

скважина, месторождение, сейсморазведка, разлом, разрыв, горизонт, корреляция, палеоструктурный профиль.

Keywords:

well, field, seismic exploration, fault, washaway, horizon, correlation, paleostructural profile.

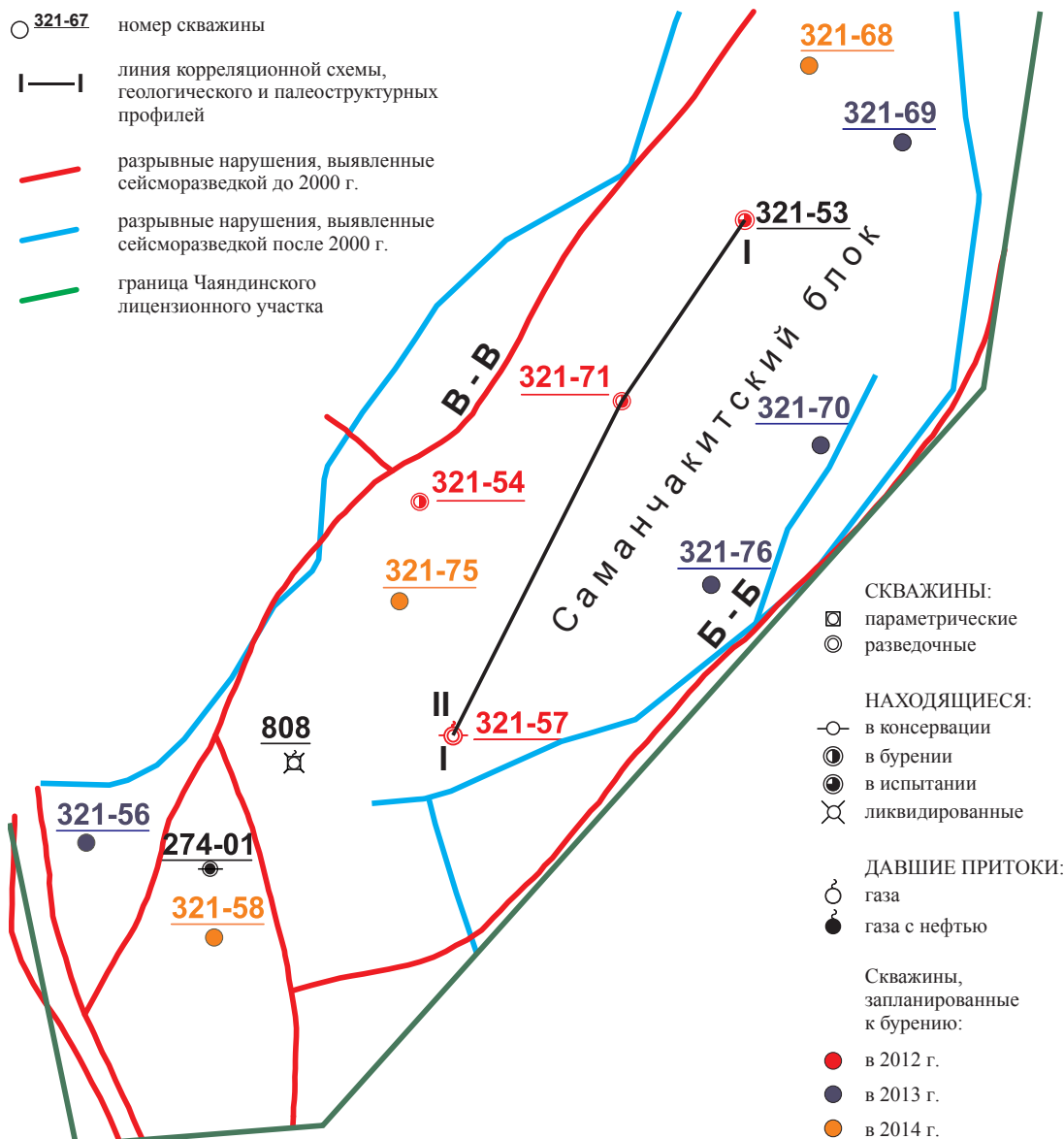


Рис. 1. Схематическая карта южной части Чаяндинского месторождения

Саманчакитский блок в пределах лицензионного участка с трех сторон оконтурен разрывными нарушениями. С юго-запада его ограничивает грабенообразный прогиб, отделяющий его от Талаканского блока. Прогиб протягивается в субмеридиональном направлении на расстояние 60 км, имеет ширину до 7 км и амплитуду до 300 м. С юга и юго-востока Саманчакитский блок ограничен региональным разломом Б–Б северо-восточного простирания, по которому проходит граница надпорядковых структур – Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба. Продолжаясь к северо-востоку, разлом Б–Б входит в регио-

нальную Виллойско-Мархинскую систему разломов. Разлом В–В (Саманчакитский) ограничивает блок с запада. Он прослеживается с юго-запада к северо-востоку на расстояние 115 км и отделяет Саманчакитский блок от остальной части Чаяндинского НГКМ.

Состояние изученности строения Саманчакитского блока, как и всего месторождения в целом, на сегодняшний день является недостаточным. Оно «отличается минимальным объемом исходной геологической информации и различной степенью ее достоверности» [4].

По результатам последнего подсчета запасов углеводородов (2000 г.) считалось, что

ботуобинский продуктивный горизонт включает газовую залежь с нефтяной оторочкой, расположенной на крайнем северо-востоке месторождения и в небольшом тектоническом блоке в районе скв. 321-02. Хамакинский продуктивный горизонт включает лишь газоконденсатную залежь с единым газовойдным контактом. Однако данные опробования и испытания скважин опровергают этот вывод. Притоки нефти из ботуобинского продуктивного горизонта были получены в целом ряде скважин, которые пробурены много южнее предполагаемых границ нефтяной оторочки: 321-06, 321-62, 321-67, 761. Нефть была получена и из отложений хамакинского продуктивного горизонта в скв. 321-49, 321-67, 321-71, 321-74. Причем известен случай, имевший место на Саманчакитском блоке, когда нефть была получена из интервала пород, расположенного гипсометрически ниже, чем водонасыщенные отложения в соседней скважине.

Так, в скв. 321-57 при опробовании интервала пород из хамакинского продуктивного горизонта с абсолютными отметками 1156–1202 м был получен приток газа дебитом 7–8,5 тыс. м³/сут. В скв. 321-71, расположенной в 16 км севернее от первой скважины, из интервала с абсолютными отметками 1282,8–1334,1 м (из того же горизонта) получен приток нефти дебитом 9 м³/сут. В скв. 321-53, пробуренной еще в 9 км севернее, из интервала отложений с абсолютными отметками 1321,6–1332,1 м (того же возраста) получен приток пластовой воды дебитом 23,2 м³/сут.

Приведенные факты не могут быть объяснены принятой на сегодня геологической моделью Чаяндинского НГКМ и, в частности, Саманчакитского блока.

Для уточнения строения отложений хамакинского продуктивного горизонта в южной части Саманчакитского блока была составлена корреляционная схема и построены палеоструктурные и геологический профили по линии скважин 321-57 – 321-71 – 321-53.

Анализ корреляционной схемы (рис. 2) показывает, что во всех трех скважинах (321-57, 321-71, 321-53) отложения ботуобинского продуктивного горизонта отсутствуют в результате предбюкского регионального размыва. Наиболее глубокое положение занимают отложения скв. 321-71, но выделяемые синхронные реперные горизонты от Т до P_6^2 практически параллельны друг другу, а заключенные меж-

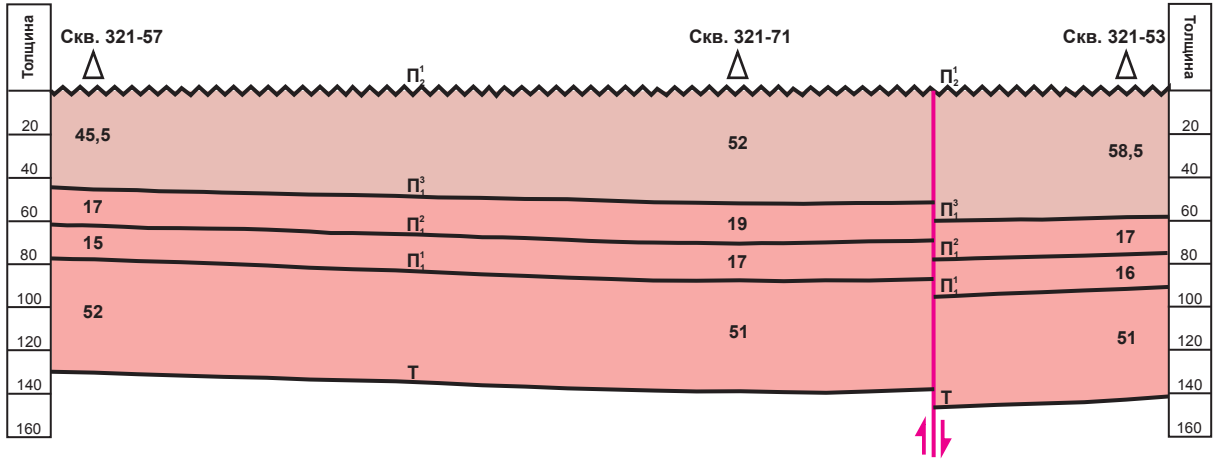
ду ними интервалы пород почти равны между собой. Интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС) и изучение кернового материала рассматриваемых скважин (который с вероятностью $\approx 100\%$ характеризует породы хамакинского продуктивного горизонта) выявляют наличие пород-коллекторов во всех без исключения скважинах, помещенных на корреляционной схеме. Почему же нефтенасыщенные породы из скв. 321-71 располагаются гипсометрически ниже, чем водонасыщенные породы в скв. 321-53? Чтобы ответить на данный вопрос, необходимо проследить историю образования паршинской свиты в южной части Саманчакитского блока. Для этого авторами была построена серия палеоструктурных профилей (рис. 3).

К концу формирования нижнепаршинской подсвиты в районе скв. 321-71 наметилось некоторое прогибание дна седиментационного бассейна по отношению к площади, на которой пробурена скв. 321-57. Эта тенденция сохранялась в дальнейшем на всем протяжении непского стратиграфического горизонта. Что касается отложений в скв. 321-71 и 321-53, то здесь необходимо провести анализ толщин отдельных пропластков более тщательно.

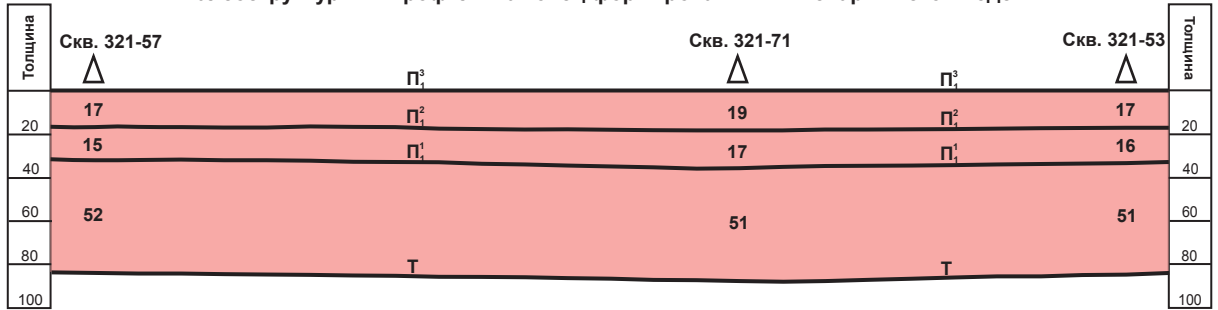
Первоначально заглинизированные осадки основания нижнепаршинской подсвиты отлагались в совершенно одинаковых условиях, что подтверждается равными мощностями интервала пород, заключенного между синхронными реперными горизонтами Т и P_1^1 (51 и 51 м). Затем произошел незначительный подъем в районе скв. 321-53 (P_1^1 – P_1^2 – 17 и 16 м). К самому концу формирования нижнепаршинской подсвиты этот подъем усилился (P_1^2 – P_1^3 – 19 и 17 м), и разница толщины одного и того же пропластка в скв. 321-71 и 321-53 достигла 2 м. Следовательно, наметилась некая закономерность, согласно которой следующий пропласток в разрезе скв. 321-53 опять должен был бы иметь толщину меньше, чем в скв. 321-71. Интервал пород между реперными горизонтами P_1^3 и P_1^4 в скв. 321-71 имеет толщину 52 м (см. рис. 2), а в скв. 321-53 его мощность (вместо того, чтобы быть равной 49–50 м, следуя наметившейся тенденции), неожиданно достигает 58,5 м.

Скорее всего в конце первого цикла седиментации (во время общего подъема территории и вывода сформировавшихся отложений на дневную поверхность) вследствие тектонической деструкции произошел разрыв

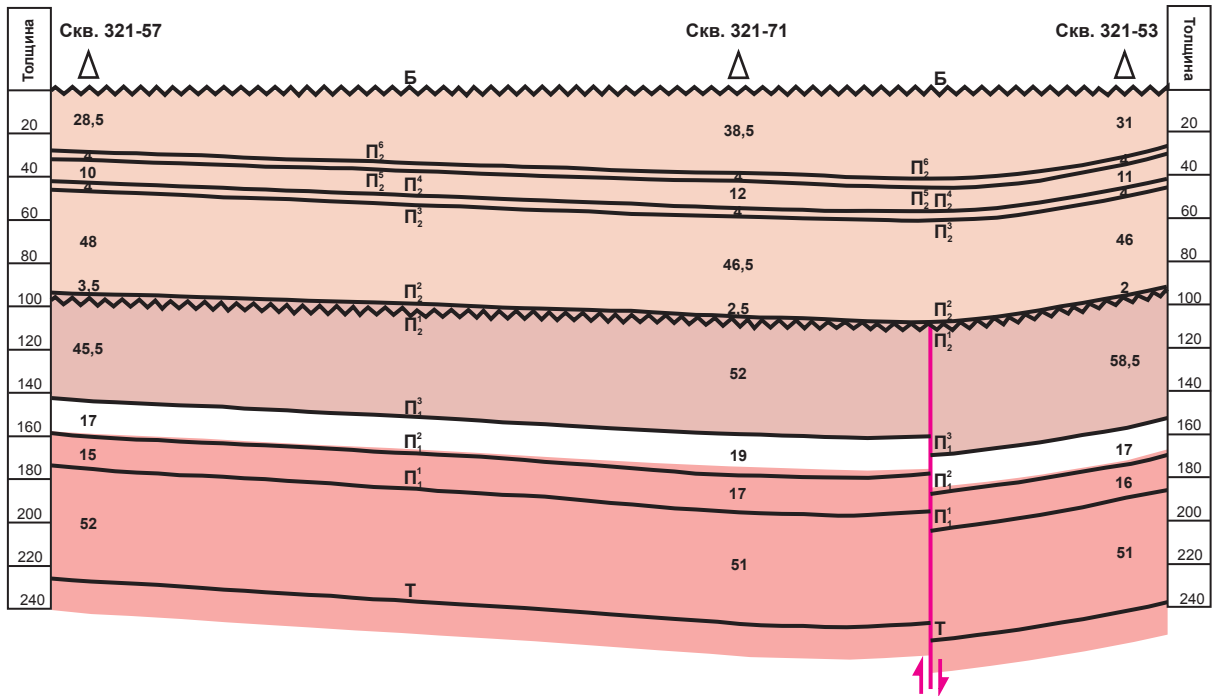
Палеоструктурный профиль на начало формирования второго цикла осадконакопления



Палеоструктурный профиль на конец формирования нижнепаршинской подсвиты



Палеоструктурный профиль на начало формирования четвертого цикла осадконакопления (бюкской свиты)

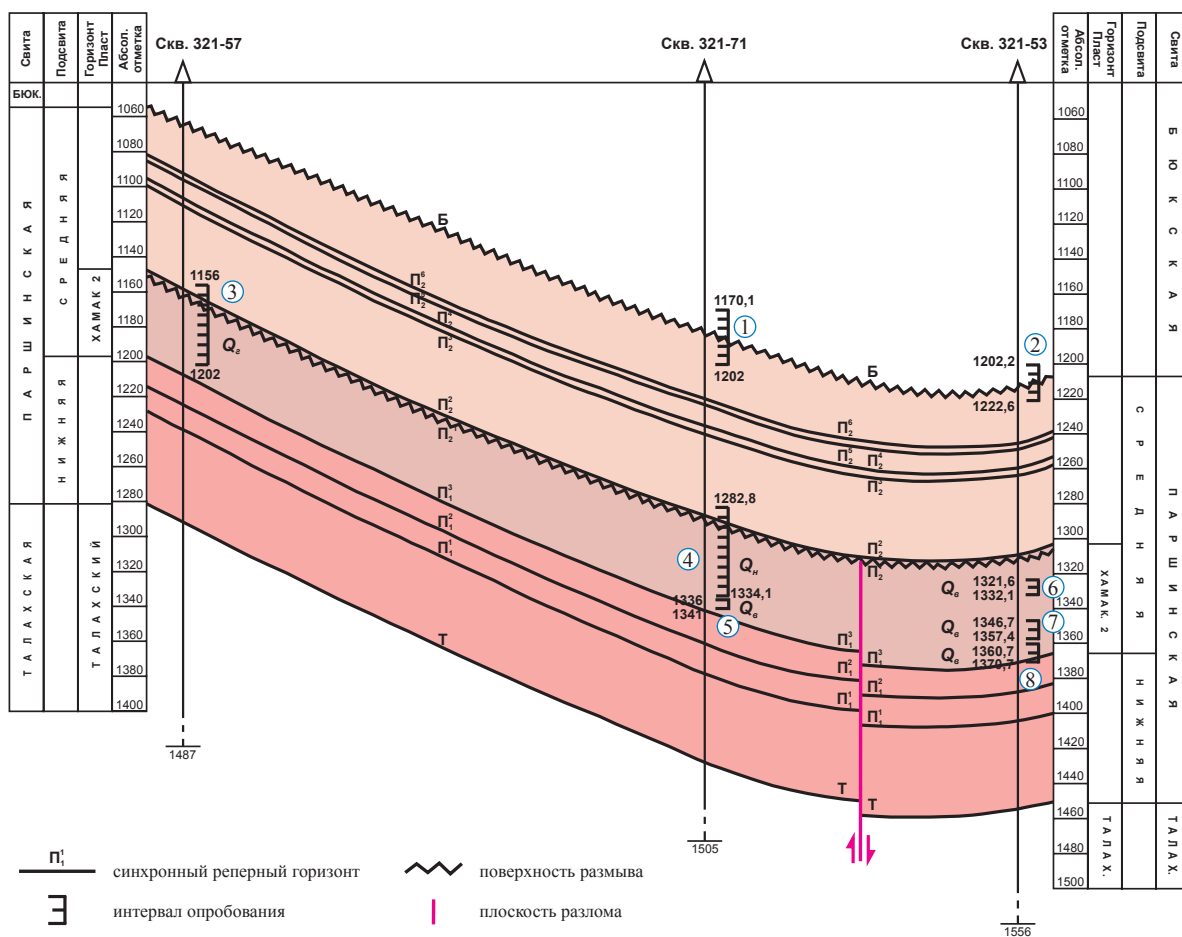


П₁¹ — синхронный реперный горизонт 51 — толщина пропластка | — плоскость разлома ~~~~~ — поверхность размыва

Рис. 3. Чайнинское месторождение. Серия палеоструктурных профилей

выявленная ранее закономерность в соотношении толщины пропластков в скв. 321-71 и 321-53. Практически все последующие интервалы пород, заключенные между реперными горизонтами П₂¹ и Б, в скв. 321-53 меньше по мощности тех же пропластков в скв. 321-71, в районе которой фиксируется устойчивое прогибание вплоть до начала тирского времени верхнего венда (его карбонатные отложения с размывом залегают на терригенных образованиях нижнего венда).

Происходящие в последующие эпохи седиментационные и структурные преобразования привели к тому, что в настоящее время район скв. 321-57 занимает наиболее возвышенное положение, а скв. 321-53 вскрывает кровлю паршинской свиты в самом погруженном месте (рис. 4). Непреодолимой преградой для пластовой воды, полученной в скв. 321-53, служит залеченный разлом между скв. 321-53 и 321-71, который является внутрiformационным, не нарушает эродированную поверхность терри-



№ инт.	Диапазон, м	Дебит, Q*, м ³ /сут
1	1170,1–1202	Сухо
2	1202,2–1222,6	Сухо
3	1156–1202	Q _г = 7–8,5
4	1282,8–1334,1	Q _н = 9
5	1336–1341	Q _в = 0,82
6	1321,6–1332,1	Q _н = 23,2 (с пленкой нефти)
7	1346,7–1357,4	Q _н = 2,31 (немного газа)
8	1360,7–1370,7	Q _н = 0,32 (сухо)

* Q_{г, н, в} – дебит по газу, нефти, воде соответственно.

Рис. 4. Чаяндинское месторождение. Геологический профиль по линии скв. №№ 321-57 – 321-71 – 321-53

генного венда. Вероятно, по этой причине разлом не был выявлен предшествующими сейсморазведочными работами.

В заключение следует отметить, что Саманчакитский блок представляет собой очень сложный геологический объект. Терригенные породы нижнего венда характеризуются высокой макро- и микронеоднородностью. Породы-коллекторы продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу постоянно выклиниваются, замещаются и размываются. Проследить их взаимодействие в разных сква-

жинах довольно трудно. На это накладывається наличие многочисленных разрывных нарушений (выявленных с помощью сейсморазведки и пробуренных скважин и тех, что еще предстоит обнаружить). В первую очередь надлежит определить: существует ли гидродинамическая связь между отдельными небольшими тектоническими объектами; какими будут границы распространения залежей нефти и газа; можно ли использовать в качестве подземного хранилища для гелия южную часть Саманчакитского блока.

Список литературы

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников; Мин-во природ. ресурсов РФ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
2. Постникова О.В. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью / О.В. Постникова, Л.Н. Фомичева, Л.В. Соловьева // Геология нефти и газа. – 2008. – № 1. – С. 8–15.
3. Фортунатова Н.К. Строение и перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы и ее обрамления / Н.К. Фортунатова, А.Г. Швец-Тэнэга-Гурий, В.Н. Ларкин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 5. – С. 54–61.
4. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 4/654 (спецвыпуск). – С. 56–58.
5. Люгай Д.В. Геологические перспективы создания хранилища гелия в пределах Чаяндинского центра газодобычи / Д.В. Люгай, Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 62–67.

References

1. Melnikov N.V. Vendian-Cambrian basin of the Siberian platform (Stratigraphy, development history) / N.V. Melnikov; RF Ministry of Natural Resources; Sib. research institute of geology, geophysics and mineral raw materials. – Novosibirsk: Publishing house of the SB of the RAS, 2009. –148 p.
2. Postnikova O.V. Paleogeographic and paleogeodynamic conditions of formation of Riphean-Vendian sedimentation basin of the south of the Siberian platform in connection with its oil-gas bearing capacity / O.V. Postnikova, L.N. Fomicheva, L.V. Solovyeva // Oil and gas geology. – 2008. – № 1. – P. 8–15.
3. Fortunatova N.K. Structure and prospects of oil-gas bearing capacity of Vendian-Lower Cambrian sediments of the Nepsko-Botuobinskaya anticline and its framework / N.K. Fortunatova, A.G. Shchvets-Tanata-Guriy, V.N. Larkin // Oil and gas geology. – 2010. – № 5. – P. 54–61.
4. Lyuguy D.V. Peculiarities of development and design of Chayandinskoye OGCF / D.V. Lyuguy // Gas industry. – 2010. – № 4/654 (special issue). – P. 56–58.
5. Lyuguy D.V. Geological prospects of helium storage development within the Chayandinskiy gas production centre / D.V. Lyuguy, D.V. Izumchenko, G.P. Kosachuk et al. // Gas Industry. – 2010. – № 2. – P. 62–67.

УДК 558.98:622.279.23

А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева

Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

Уренгойское нефтегазо-конденсатное месторождение, обводнение залежей и скважин, конденсационные, пластовые и техногенные воды, гидрохимический анализ и контроль, коррелятивные гидрохимические критерии.

Keywords:

Urengoykoye oil and gas condensate field; watering out of deposits and wells, condensate, formation and technogenic waters, hydrochemical analysis and control, correlation hydrochemical criteria.

Уникальное по запасам Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является базовым и разрабатывается с 1978 г. Продуктивными являются меловые и юрские отложения. Длительность промышленной разработки и высокая степень выработки запасов сеноманского и неокомского продуктивных комплексов приводят к возникновению ряда проблем, в том числе к интенсивному избирательному и очаговому обводнению залежей.

При разработке месторождений в режиме истощения пластовой энергии подошвенные и контурные воды поступают в газоносную часть залежей, при этом изменяется их химический состав вследствие взаимодействия пластовой воды на пути продвижения газовой контактной (ГВК) с горными породами, состоящими из различных минералов.

Результаты гидрохимического анализа (ГХА) проб жидкостей со скважин в процессе гидрохимического контроля (ГХК) за их обводнением свидетельствуют о том, что вследствие генетических и техногенных причин по многим скважинам наблюдается изменение во времени компонентного состава и минерализации воды как в сторону увеличения, так и уменьшения [1–3]:

- изменение состава пластовых вод по площади и разрезу нефтегазоносного бассейна и его флуктуация в процессе инфильтрации этих вод в газоносную часть продуктивного горизонта;
- минерализация и состав выносимой воды, зависящие от комплекса геолого-технических и технологических факторов, определяющих степень и причины обводнения скважин, соотношения объемов конденсационной и пластовой воды, подъема ГВК и (или) избирательного обводнения, негерметичности цементного камня за обсадной колонной, скорости потока в подъемниках скважин на режимах отбора проб жидкости;
- влияние растворов и технологических жидкостей разного состава, используемых при бурении и капитальном ремонте скважин, инфильтрующихся и кольматирующих призабойную зону пласта (ПЗП).

Пробы воды, отобранные из скважин, по результатам ГХА подразделяются на три условные группы в зависимости от их компонентного состава – конденсационную, пластовую, техногенную.

Основу ГХК за обводнением объектов разработки составляют сведения о фоновом химическом составе природных пластовых и конденсационных вод.

При сопоставлении составов пластовых, конденсационных и техногенных вод наиболее существенные различия наблюдаются в значениях минерализации и концентраций ионов хлора, кальция, гидрокарбонатов, а также микрокомпонентов – йода, брома, стронция, бария.

Учитывая изотермическую фильтрацию природных флюидов в пласте, можно отметить, что термобарические условия для конденсации насыщенных паров воды из газа существуют в ПЗП и подъемниках скважин [4, 5]. При этом минерализация конденсационных вод изменяется от 0,1 до 6 г/дм³ и зависит от влияния техногенных факторов на формирование конечного состава. Минерализация же «чистой» (ультра-

пресной) конденсационной воды хлоридно-натриевого типа, как правило, составляет менее 1 г/дм^3 . Разнотипность конденсационных вод и гидрохимическое непостоянство являются следствием селективного выноса солей при эксплуатации скважин, обусловленного различной молекулярной растворимостью в паровой фазе воды, а также от величины создаваемой депрессии на пласт.

Пластовая вода водоносных горизонтов сеноманской залежи Уренгойского НГКМ относится к хлоридно-натриевому типу с минерализацией $15\text{--}22 \text{ г/дм}^3$, а модальное значение находится в диапазоне $18 \pm 0,5 \text{ г/дм}^3$. При этом в солевом составе доминируют хлориды натрия и калия.

С глубиной хлоридно-натриевый тип пластовых вод Уренгойского НГКМ сменяется гидрокарбонатно-натриевым (примером могут служить воды нижнемеловых залежей). Их общая минерализация уменьшается от 14 до 3 г/дм^3 .

К техногенным водам относятся технологические растворы и жидкости (ТРЖ) на водной основе с минерализацией более 40 г/дм^3 , используемые при бурении, капитальном ремонте и интенсификации скважин. Присутствие в пробах привнесенных солей CaCl_2 , NaCl , KCl и других затрудняет их идентификацию по видам выносимых вод. Поэтому, зная фоновый состав пластовых и конденсационных вод, необходимо детальное изучение рецептур ТРЖ, используемых при геолого-технических мероприятиях (ГТМ) в скважинах.

Жидкости, выносимые скважинами, представлены, как правило, смесями перечисленных трех типов вод в различных соотношениях.

С начала разработки Уренгойского НГКМ в ООО «Газпром добыча Уренгой» ведется систематическая работа по определению химического состава вод по всем гидрогеологическим комплексам. Месторождение приурочено к северу центральной части Западно-Сибирского мегабассейна, который характеризуется наличием двух гидрогеологических этажей, разделенных толщей глин турон-датского возраста. В составе нижнего этажа, включающего основные нефтегазоносные комплексы, выделяются три водоносных комплекса: апт-альб-сеноманский, неокосский и юрский [6].

Определение состава пластовых вод и закономерностей изменения его по разрезу и площади нефтегазоносных комплексов является важ-

нейшей задачей гидрогеологии. Ключевое значение в ее решении имеет выявление гидрохимической зональности подземных вод, что позволяет установить геохимическую связь между углеводородными скоплениями и водной средой нефтегазоносных комплексов. При этом установление гидрохимического фона в качестве начальной системы отсчета является основой ГХК за разработкой месторождения. Первые данные о составе пластовых вод Уренгойского НГКМ были получены на стадии поисково-разведочных работ. По мере разработки месторождения эти сведения дополнялись и уточнялись на основе состава вод, выносимых эксплуатационными скважинами. Усложнение технологии эксплуатации месторождения на данной стадии разработки вызвало необходимость введения в практику ГХК новых коррелятивных компонентов [3].

Для диагностики пластовых вод Уренгойского НГКМ в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» организована систематическая работа по определению их типа, минерализации, состава и микрокомпонентов в залежах продуктивных пластов, ярусов, свит и эксплуатационных объектов. В результате ГХА проб жидкостей были получены уточненные данные по компонентному составу вод пластов ПК₁, ПК₁₈, БУ₁₋₂, БУ₅, БУ₈, БУ₉, БУ₁₀₋₁₁ и БУ₁₄, а также конденсационных вод сеноманской и неокосских залежей (табл. 1, 2).

В пределах основных водоносных комплексов Уренгойского НГКМ распределение солёности подземных вод носит неоднозначный характер. Кровля сеноманских отложений, которая является одновременно и верхней границей верхнего гидрогеологического комплекса, перекрывается глинистым водоупором толщиной до 800 м . Для мезозойского разреза характерно снижение минерализации пластовых законтурных вод с глубиной от $18\text{--}19 \text{ г/дм}^3$ в апт-сеноманском комплексе до $3\text{--}4 \text{ г/дм}^3$ в нижних пластах неокосского водоносного комплекса. При этом снижение минерализации сопровождается сменой типа вод с хлоридно-натриевого на гидрокарбонатно-натриевый. По данным ГХА, воды сеноманского яруса имеют минерализацию $11\text{--}19 \text{ г/дм}^3$ и относятся к хлоридно-натриевому типу. В пределах неокосского комплекса вариации общей минерализации пластовых вод носят более сложный характер, что связано с наличием крупных газоконденсатных залежей. Минерализация этих вод изменяется в широком диапазоне – от 4 до 14 г/дм^3 .

Таблица 1

Химический состав пластовых вод Уренгойского НГКМ

Ярус	Сеноманский	Сеноманский	Сеноманский	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Валанжинский	Валанжинский
Свита	Покурская	Покурская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Сортумская	Сортумская
Пласты	ПК ₁	ПК ₁₈	БУ ₁₋₂	БУ ₅	БУ ₈	БУ ₉	БУ ₁₀₋₁₁	БУ ₁₄		
Объект	–	1a	1	1	2	2	3	4		
Удельная электропроводность, мСм/см	34,40	31,90	14,65	23,33	16,29	13,69	8,28	7,84		
Водородный показатель	6,78	6,96	6,28	6,05	6,58	7,11	7,32	8,15		
Плотность, г/см ³	1,011	1,014	1,005	1,007	1,003	1,001	0,998	0,998		
Минерализация, г/дм ³	$\frac{16,36-20,78}{18,36}$	$\frac{17,71-19,66}{18,69}$	$\frac{6,58-11,12}{8,46}$	$\frac{11,6-15,7}{13,41}$	$\frac{6,74-9,54}{6,17}$	$\frac{5,14-5,99}{5,91}$	$\frac{4,4-5,9}{5,49}$	$\frac{3,16-3,58}{3,42}$		
Хлорид-ион, мг/дм ³	$\frac{9700-16462}{10795}$	$\frac{10997-11258}{11128}$	$\frac{3608-6046}{4754}$	$\frac{6100-8400}{7531}$	$\frac{4014-5354}{4714}$	$\frac{2184-2556}{2462}$	$\frac{1470-2170}{1786}$	$\frac{1185-1554}{1420}$		
Гидрокарбонат-ион, мг/дм ³	$\frac{164,7-356,2}{242}$	$\frac{350,0-805,2}{573}$	$\frac{61,0-122,2}{85,88}$	$\frac{41,5-114,7}{105}$	$\frac{756-1171}{873}$	$\frac{903-1256}{1061}$	$\frac{1268-1805}{1453}$	$\frac{625-1025}{909}$		
Карбонат-ион, мг/дм ³	–	–	–	–	–	0–18,0	0–20	0–24		
Сульфат-ион, мг/дм ³	$\frac{2,67-12,51}{6,49}$	$\frac{9,21-14,52}{11,9}$	$\frac{13,98-31,01}{16,1}$	$\frac{13,2-19,24}{16,71}$	$\frac{9,37-12,16}{10,81}$	$\frac{17,13-27,86}{22,24}$	$\frac{30-47}{37,84}$	3,2		
Фторид-ион, мг/дм ³	$\frac{0,38-2,32}{0,87}$	$\frac{1,31-2,33}{1,8}$	$\frac{0,25-1,28}{0,66}$	$\frac{0,5-6,5}{2,67}$	$\frac{0,4-2,16}{1,32}$	$\frac{0,32-2,34}{1,27}$	$\frac{2,0-3,5}{2,7}$	0,4		
Нитрит-ион, мг/дм ³	7,18	$\frac{9,54-11,92}{10,7}$	$\frac{2,64-3,56}{3,1}$	$\frac{6,2-7,2}{6,9}$	–	1,50	0–0,93	–		
Нитрат-ион, мг/дм ³	0–1,30	–	0,58	0,53	–	1,20	0–0,45	–		
Бромид-ион, мг/дм ³	$\frac{40,88-62,25}{49,7}$	$\frac{37,93-40,90}{39,4}$	$\frac{17,69-25,66}{21,99}$	$\frac{27,59-42,64}{33,8}$	$\frac{16,05-23,21}{20,66}$	$\frac{11,45-16,32}{13,51}$	$\frac{5,89-10,45}{8,62}$	$\frac{6,29-7,1}{6,08}$		

Йодид-ион, мг/дм ³	$\frac{15,66-34,75}{19,03}$	-	$\frac{9,79-28,33}{15,86}$	14,50	$\frac{6,79-8,55}{7,67}$	$\frac{3,87-7,71}{5,26}$	$\frac{1,64-3,54}{2,68}$	$\frac{1,29-1,83}{1,65}$
Кальций, мг/дм ³	$\frac{175-441}{272}$	$\frac{347-388}{368}$	$\frac{513-852}{623}$	$\frac{822-1576}{1038,27}$	$\frac{123-229}{158,8}$	$\frac{73,4-124}{94,57}$	$\frac{15,1-62,5}{33,55}$	$\frac{11,9-15,7}{13,8}$
Магний, мг/дм ³	$\frac{84,6-137,1}{99,69}$	$\frac{60,4-79,3}{69,9}$	$\frac{12,1-16,66}{15,11}$	$\frac{18,0-31,74}{25,7}$	$\frac{11,33-29,50}{17,83}$	$\frac{5,04-7,53}{6,21}$	$\frac{4,5-7,8}{4,57}$	$\frac{2-3,2}{2,4}$
Калий, мг/дм ³	$\frac{12,98-58,08}{31,27}$	40,1	$\frac{12,99-35,1}{21,3}$	$\frac{24,0-37,16}{26,88}$	$\frac{33,56-46,7}{41,34}$	$\frac{19,3-26,25}{23,53}$	$\frac{10,8-19,6}{15,26}$	$\frac{14,6-16,7}{15,82}$
Натрий, мг/дм ³	$\frac{6054-10507}{6729}$	$\frac{5762-6841}{6302}$	$\frac{2155-3720}{2680}$	$\frac{3681-5059}{4557}$	$\frac{2625-3169}{2663}$	$\frac{1564-2460}{2064}$	$\frac{1282-1980}{1654}$	$\frac{1183-1570}{1336}$
Аммоний, мг/дм ³	$\frac{16,3-28,97}{21,61}$	$\frac{12,9-15,0}{14,0}$	$\frac{5,07-9,0}{7,31}$	$\frac{4,47-14,27}{7,39}$	$\frac{4,62-10,20}{6,71}$	$\frac{3,49-7,24}{5,02}$	$\frac{4,27-8,31}{5,78}$	$\frac{3,44-7,06}{5,67}$
Барий, мг/дм ³	$\frac{11,80-19,62}{14,43}$	$\frac{26,47-47,24}{31,9}$	$\frac{4,44-17,99}{8,78}$	$\frac{20,14-46,11}{32,72}$	$\frac{7,47-12,2}{10,12}$	$\frac{1,83-4,07}{2,77}$	$\frac{0,57-1,87}{1,33}$	1,3
Литий, мг/дм ³	$\frac{0,56-1,07}{0,76}$	0,58	0,91	$\frac{0,5-1,5}{0,73}$	0,58	0,31	$\frac{0,26-0,45}{0,40}$	0,3
Стронций, мг/дм ³	$\frac{18,40-34,13}{26,91}$	$\frac{58,4-77,3}{67,9}$	$\frac{67,72-104,2}{75,49}$	$\frac{125-165}{138}$	$\frac{35,6-48,68}{42,13}$	$\frac{11,26-20,9}{17,23}$	$\frac{2,5-5,8}{4,82}$	$\frac{1,6-3,8}{2,8}$
Марганец, мг/дм ³	$\frac{5,09-9,89}{7,49}$	-	$\frac{4,84-16,61}{12,42}$	$\frac{1,95-4,43}{3,15}$	2,14	2,46	$\frac{1,3-7,3}{4,3}$	0,64
Бор, мг/дм ³	$\frac{3,25-5,92}{4,34}$	3,31	$\frac{2,83-5,84}{4,37}$	$\frac{4,09-5,70}{4,93}$	$\frac{6,70-13,67}{10,36}$	$\frac{13,87-20,01}{16,84}$	22,8	-
Кремний, мг/дм ³	$\frac{0,24-1,22}{0,57}$	1,14	0,94	1,29	3,22	3,85	4,71	-

Таблица 2

Химический состав конденсационных вод Уренгойского НГКМ

Ярус	Сеноманский	Валанжинский
Водородный показатель	5,7–7,6	6,0–7,5
Плотность, г/см ³	0,998	0,998
Удельная электропроводность, мСм/см	0,29–1,51	0,1–0,52
Минерализация, г/дм ³	0,10–1,28	0,10–0,67
Хлорид-ион, мг/дм ³	53–720	50–330
Гидрокарбонат-ион, мг/дм ³	43–190	20–301
Карбонат-ион, мг/дм ³	–	–
Сульфат-ион, мг/дм ³	1,85–6,48	0,63–7,31
Фторид-ион, мг/дм ³	0,02–0,15	0,05–1,98
Нитрит-ион, мг/дм ³	0,06–0,58	0,05–0,42
Нитрат-ион, мг/дм ³	0,05–0,43	0,01–0,19
Бромид-ион, мг/дм ³	0,47–2,45	0,52–1,31
Йодид-ион, мг/дм ³	0,1–0,7	0,2–0,37
Кальций, мг/дм ³	3,17–72,82	4,22–58,33
Магний, мг/дм ³	0,78–14,06	3,35–5,42
Калий, мг/дм ³	0,73–29,36	1,08–11,72
Натрий, мг/дм ³	7,01–276,53	49,04–185,90
Аммоний, мг/дм ³	2,4–12,54	3,78–6,67
Барий, мг/дм ³	0,09–3,37	0,49–1,02
Литий, мг/дм ³	0,02–0,10	0,04–1,02
Стронций, мг/дм ³	0,1–2,97	0,90–4,22
Марганец, мг/дм ³	0,94–5,02	5,11–25,08
Бор, мг/дм ³	0,18–0,88	0,60–0,85
Кремний, мг/дм ³	0,21–0,87	0,25–1,67

Особенностью распределения солёности подземных вод Уренгойского НГКМ является наличие вертикальной геохимической зональности. В зависимости от глубины залегания пластов изменяются минерализация вод и содержание в них компонентов (см. табл. 1).

В результате обобщения и систематизации материалов ГХА проб жидкостей определены коррелятивные гидрохимические компоненты для восьми продуктивных пластов УНГКМ (рис. 1).

Результаты анализа гидрохимических данных показали, что информативность и величины интервальных значений показателей существенно зависят от глубины залегания пластов. Опыт ГХК в других нефтегазоносных регионах

свидетельствует о целесообразности использования гидрохимических критериев для идентификации генезиса жидкостей, поступающих в эксплуатационные скважины. Для обоснования наиболее информативных критериев гидрохимического мониторинга обводнения эксплуатационных объектов Уренгойского НГКМ были проанализированы закономерности изменения концентраций различных ионов в попутных водах по площади и разрезу, выполнены расчеты характерных соотношений между этими ионами, построены зависимости, отражающие изменения состава вод для различной минерализации. По результатам проведенного анализа выбраны наиболее информативные критерии (табл. 3).

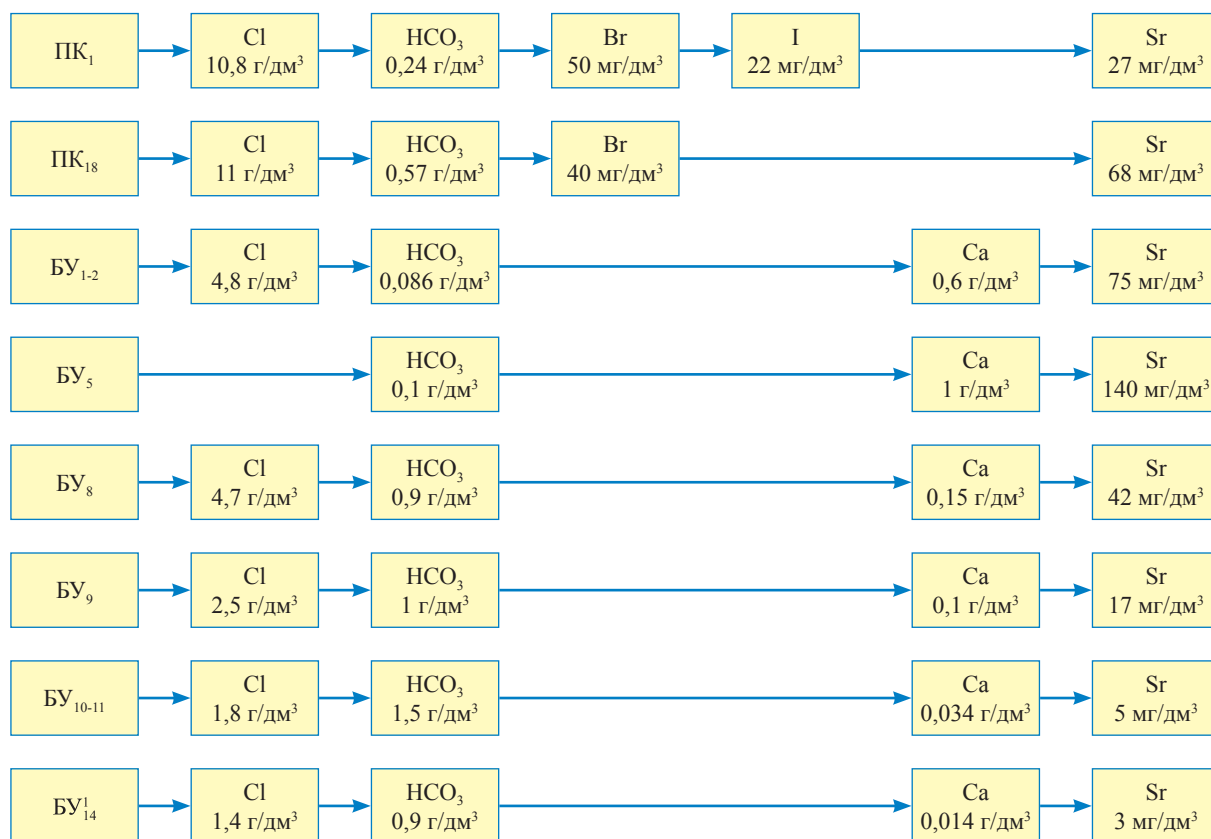


Рис. 1. Коррелятивные гидрохимические компоненты пластовых вод для ГХК обводнения объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ

Таблица 3

Количественные значения диагностических критериев для распознавания пластовых и конденсационных вод Уренгойского НГКМ

Объекты ГХК	Общая минерализация, г/дм³	Гидрохимические показатели (коэффициенты)				индекс Ларсена-Скольда (ИЛС)
		хлор-бромный	сульфат-хлорный	натрий-хлорный	кальций-натриевый	
ПК	16–21 18	217–264 217	0,02–0,06 0,04	0,96–0,98 0,96	3–5 5	77–101 77
ПК ₁₈	18–20 18,5	275–290 280	0,06–0,1 0,08	0,8–0,94 0,87	7	24–54 33
БУ ₁₋₂	6,5–11 8,5	204–236 216	0,25–0,38 0,25	0,87–0,92 0,87	26–27	85–102 95
БУ ₅	11,5–16 13	197–223 223	0,16–0,17	0,93	26–36 26	123–253 123
БУ ₈	7–9,5 8	228–250 228	0,17	0,87	5–8 7	8–9
БУ ₉	5–6	157–191 182	0,58–0,80 0,67	1,1–1,48 1,29	5–6	4
БУ ₁₀₋₁₁	4–6 5,5	207–250 207	1,51–1,60 1,56	1,34–1,41 1,43	1–4 2	2
БУ ₁₄ ¹	3–3,5	188–234 234	0,15–0,2 0,17	1,45–1,56 1,45	1	3
Конденсационные воды сеномана	0,1–1,3	–	0,6–2,6	0,2–0,6	30–50	2–7
Конденсационные воды неокома	0,1–0,7	–	0,2–0,9	0,9–1,5	10–40	2–4

Для диагностики генетической принадлежности вод Уренгойского НГКМ наиболее информативными гидрохимическими показателями являются:

- натрий-хлорный коэффициент ($r_{\text{Na}/\text{rCl}}$) – показатель метаморфизации вод, применяемый в классификации В.А. Сулина (рис. 2). В катионном составе вод Уренгойского НГКМ повсеместно преобладает ион натрия; при ($r_{\text{Na}/\text{rCl}} < 1$) воды относятся к хлоридно-натриевому типу, характерному для пластов ПК, ПК₁₈, БУ₁₋₂, БУ₈; при ($r_{\text{Na}/\text{rCl}} > 1$) воды будут гидрокарбонатно-натриевыми (пласты БУ₉, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₄). По этому коэффициенту пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа достаточно четко отличаются от других типов (хлоридно-кальциевых, сульфатно-натриевых, хлоридно-магниевых и растворов смешения);

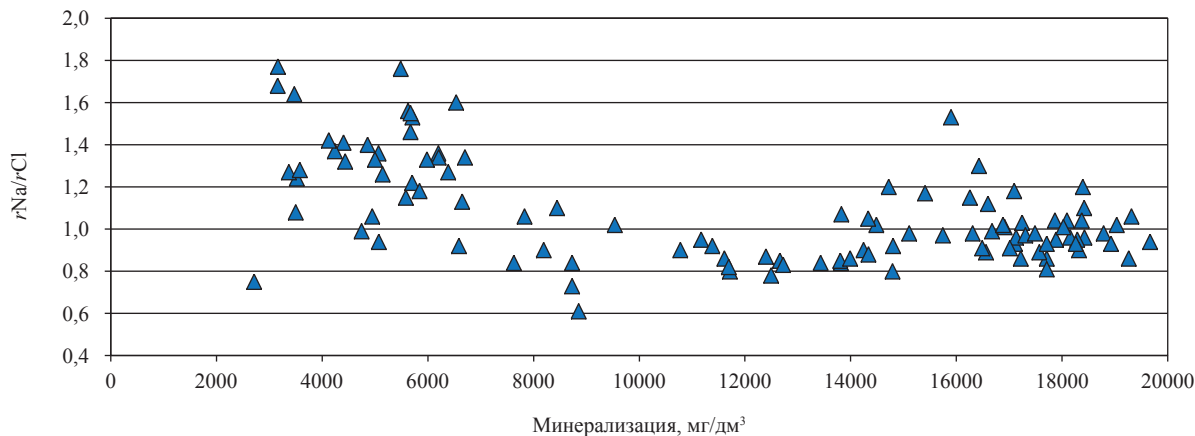


Рис. 2. Сопоставление величин натрий-хлорного коэффициента и минерализации пластовой воды Уренгойского НГКМ

- хлор-бромный коэффициент (Cl^-/Br^-) – показатель растворения хлоридных солей, рассчитывается по отношению хлора к бром в массовых концентрациях ($\text{мг}/\text{дм}^3$) (рис. 3). При ($\text{Cl}^-/\text{Br}^- < 300$) воды являются пластовыми, их происхождение связано с древними бассейнами осадконакопления, зонами застойного водообмена. Если ($\text{Cl}^-/\text{Br}^- > 300$), то существует вероятность дополнительного поступления хлора в пластовые воды за счет инфильтрации из внешних источников (например, технических растворов). Согласно данным результатов исследований, хлор-бромный коэффициент в пластовых водах Уренгойского НГКМ находится в пределах 150–250;

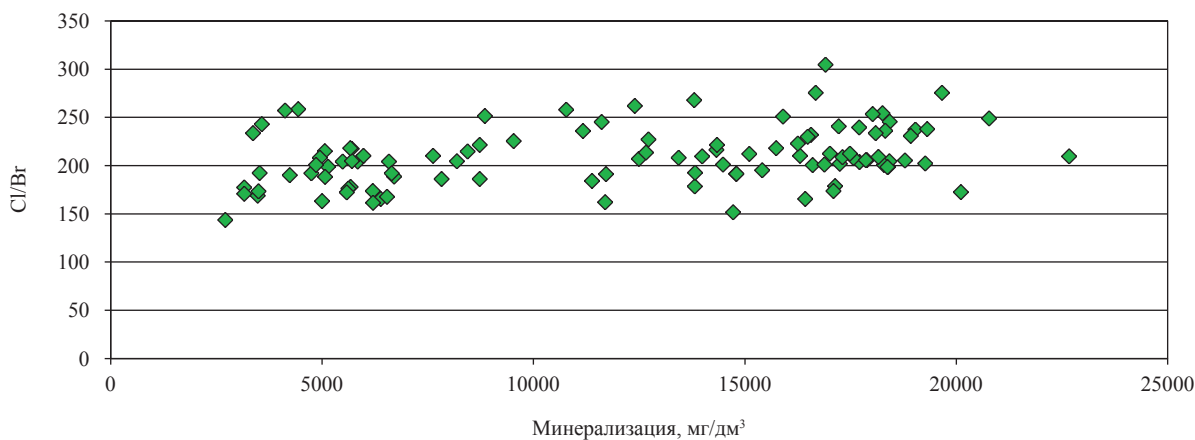


Рис. 3. Сопоставление величин хлор-бромного коэффициента и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

• сульфат-хлорный коэффициент $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100$ характеризует насыщенность вод сульфатами. Следовательно, в восстановительной обстановке, присущей пластовым водам нефтегазовых месторождений, этот коэффициент имеет более низкие значения по сравнению с инфильтрационными водами, обогащенными кислородсодержащими ионами (рис. 4). Повышение этого показателя может свидетельствовать о внедрении вод из внешних источников. По результатам исследований, $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100 < 0,1$ по пластам ПК, ПК₁₈; $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100 < 1$ для пластов БУ₁₋₂, БУ₅, БУ₈, БУ₉, БУ₁₄; $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100 \leq 1,6$ для пласта БУ₁₀₋₁₁;

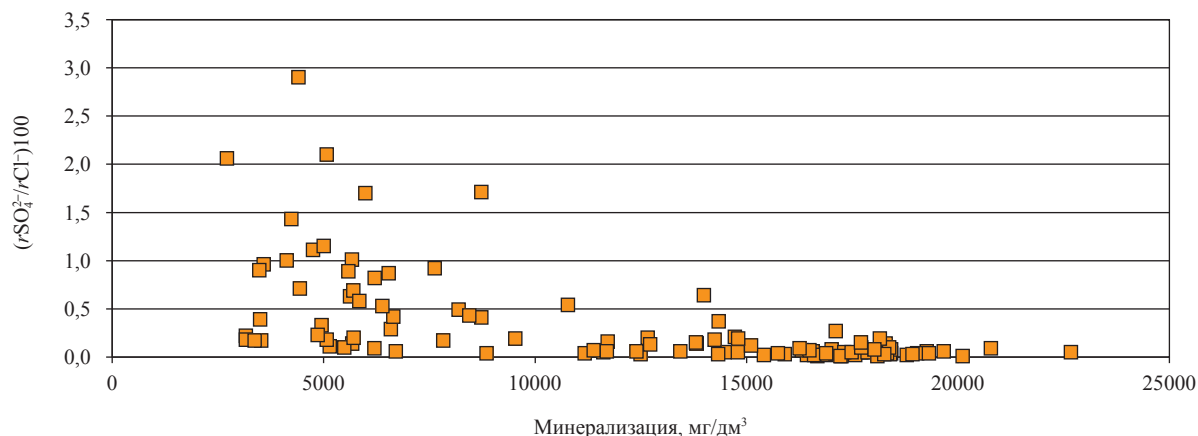


Рис. 4. Сопоставление величин сульфат-хлорного коэффициента и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

• кальций-натриевый коэффициент $(rCa^{2+}/rNa^+)100$ информативен при диагностике присутствия в составе попутных вод технических жидкостей, закачиваемых в скважины для промысловых целей (рис. 5). Аномально высокие значения этого коэффициента связаны с воздействием растворов хлористого кальция. Согласно результатам исследований по Уренгойскому НГКМ, кальций-натриевый коэффициент изменяется от 1 до 8 за исключением пластов БУ₁₋₂ и БУ₅, в которых зафиксировано большое содержание кальция (500–1500 мг/дм³) и, следовательно, высокое содержание данного коэффициента – 26–36;

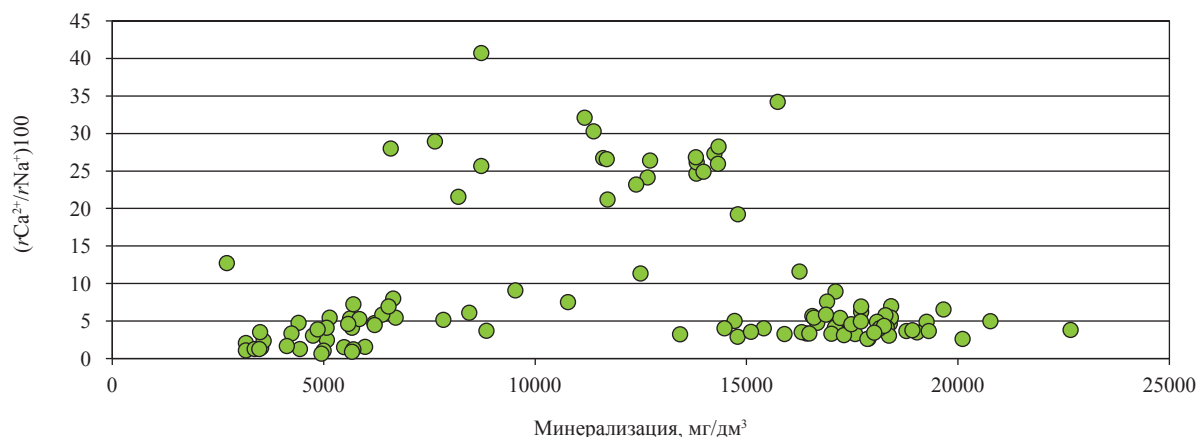


Рис. 5. Сопоставление величин кальций-натриевого коэффициента и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

• индекс Ларсена–Скольда (ИЛС) представляет собой отношение суммы молярных концентраций ионов хлора и сульфат-иона к сумме молярных концентраций гидрокарбонат- и карбонат-ионов $(rCl^- + rSO_4^{2-}) / (rHCO_3^- + rCO_3^{2-})$ (рис. 6). Характеризует коррозионную способность воды по отношению к низкоуглеродистой стали. Его повышенные значения свидетельствуют о коррозионной активности вод в обстановке, связанной с техногенезом. Так, по пластам БУ₈, БУ₉, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₄ наблюдается постепенное уменьшение критерия ИЛС с 9 до 2 в связи с ростом содержания гидрокарбонат-иона вниз по разрезу (756–1805 мг/дм³). Аномально высокое значение индекса Ларсена–Скольда зафиксировано по пластам БУ_{1,2} (85–102) и БУ₅ (123–253) в связи с аномально низким содержанием гидрокарбонат-ионов (41,5–122 мг/дм³).

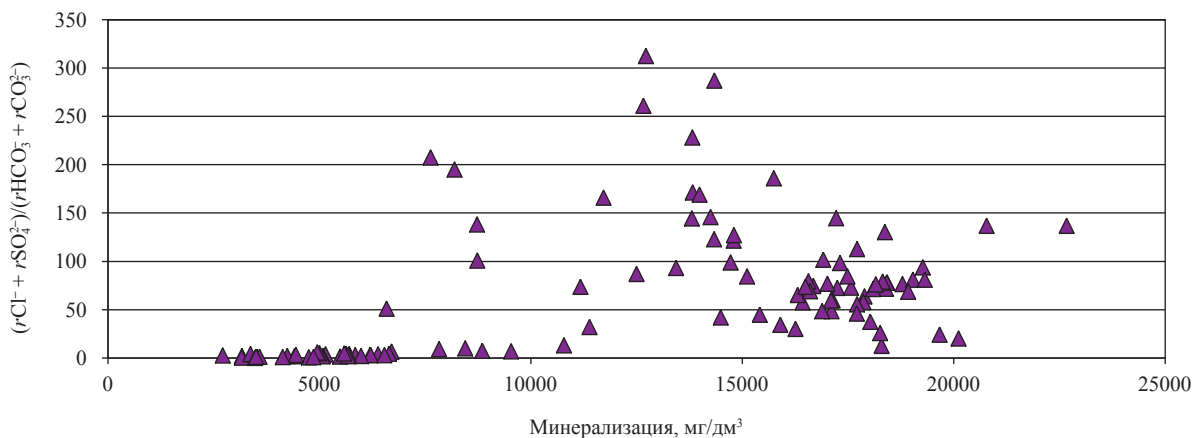


Рис. 6. Сопоставление величин индекса Ларсена–Скольда и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

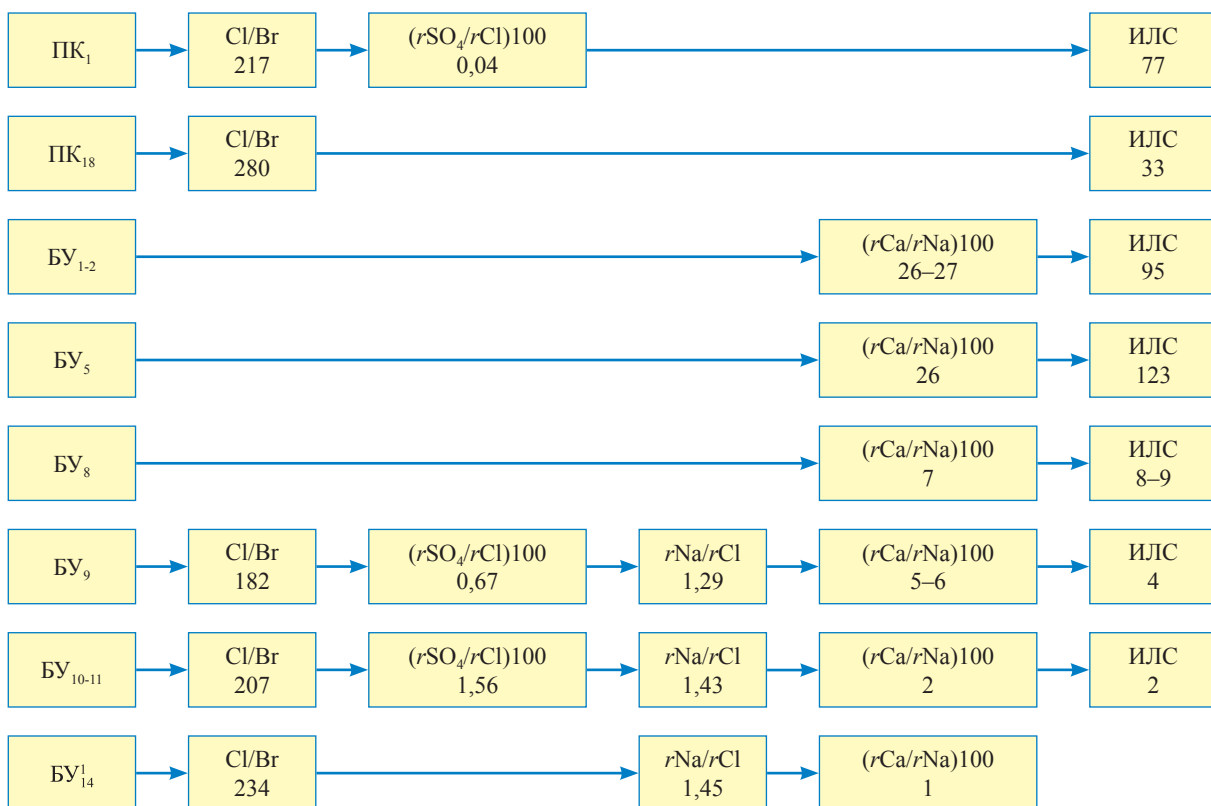


Рис. 7. Коррелятивные диагностические критерии пластовых вод для ГХК за обводнением объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ

Наиболее информативными являются соотношения компонентов химического состава вод, свойственные природным водам определенного пласта. По результатам работы определены коррелятивные диагностические критерии для восьми пластов Уренгойского НГКМ (рис. 7).

В результате комплексного анализа данных ГХА установлено, что пластовые воды эксплуатационных объектов данного месторождения отличаются не только диапазонами изменения гидрохимических коррелятивов, но и информативностью диагностических критериев.

Наиболее чувствительными для разграничения пластовых вод месторождения являются хлор-бромный, кальций-натриевый коэффициенты и индекс Ларсена–Скольда. Однако другие критерии, представленные в табл. 3, также весьма полезны для уточнения типа вод.

Таким образом, определены коррелятивные гидрохимические компоненты и диагностические критерии, позволяющие повысить эффективность гидрохимического контроля за обводнением объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ и проведения ГТМ в скважинах.

Список литературы

1. Кошелев А.В. Гидрохимический контроль за обводнением газовых скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения / А.В. Кошелев, Т.П. Сидячева, Г.С. Ли и др. // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2010. – № 1. – С. 30–37.
2. Кошелев А.В. Коррелятивные гидрохимические компоненты при оценке обводнения пластовыми водами объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ / А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2012. – № 2. – С. 26–34.
3. Абукова Л.А. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса / Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, А.В. Кошелев и др. // Сб. науч. тр. ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2013. – С. 171–181.
4. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 296 с.
5. Васильев Ю.Н. Прогнозирование обводнения газовых скважин конденсационной водой / Ю.Н. Васильев, Н.И. Дубина. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 64 с.
6. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

References

1. Koshelev A.V. Hydrochemical control over flooding of gas wells of the Cenomanian deposit of Urengoykoye field / A.V. Koshelev, T.P. Sidyacheva, G.S. Lee et al. // *Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields*. – М.: Gazprom expo, 2010. – № 1. – P. 30–37.
2. Koshelev A.V. Correlative hydrochemical components during the assessment of flooding with stratum waters of operating facilities of the Urengoykoye OGCF / A.V. Koshelev, G.S. Lee, M.A. Katayeva // *Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields*. – М.: Gazprom expo, 2012. – № 2. – P. 26–34.
3. Abukova L.A. Original composition of stratum waters as a basis of hydrochemical control over the development of Achimovskie sediments of the Urengoykoye OGCF. Priority directions of development of the Urengoykiy complex / L.A. Abukova, O.P. Abramova, A.V. Koshelev et al. // *Collection of research papers Gazprom dobycha Urengoy LLC*. – М.: Nedra, 2013. – P. 171–181.
4. Lapuk B.B. Theoretical foundations of the development of natural gas deposits / B.B. Lapuk. – М.: Gostoptekhizdat, 1948. – 296 p.
5. Vasilyev Yu.N. Forecasting of gas wells' flooding with condensate water / Yu.N. Vasilyev, N.I. Dubina. – М.: IRTs Gazprom, 2005. – 64 p.
6. Kontorovitch A.E. Oil and gas geology of the Western Siberia / A.E. Kontorovitch, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov et al. – М.: Nedra, 1975. – 680 p.

УДК 553.9

Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая

Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи

Ключевые слова:

коэффициент газоотдачи, коммерческая газоотдача, потенциальная газоотдача, запасы газа.

Keywords:

gas recovery rate, commercial gas recovery, potential gas recovery, gas reserves.

Мировой и отечественный опыт разработки месторождений природного газа показывает, что постулируемый в настоящее время при оценке извлекаемых запасов углеводородов принцип стопроцентной газоотдачи продуктивных пластов является экономически ошибочным и технологически нереализуемым.

В настоящей статье это положение рассматривается с использованием системного подхода и даются конкретные рекомендации по оценке промышленных коэффициентов газоотдачи.

Под **коэффициентом газоотдачи** понимается отношение величины суммарной добычи газа из пласта с начала разработки на конец соответствующего периода эксплуатации к величине *начальных геологических запасов газа*¹, выраженное в долях единицы или в процентах.

Суммарная добыча газа из пласта определяется двумя подходами к завершению его эксплуатации:

1) коммерческим подходом на основе экономической оценки рентабельного срока разработки с учетом техники и технологии добычи и направлений использования газа;

2) потенциальной оценкой (не коммерческий подход), определяемой величиной конечного пластового давления, соответствующего давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере, или обусловленного возможностями техники и технологии эксплуатации скважин (например, эжектирование газа при давлениях ниже атмосферного).

Экономическая оценка рентабельного срока разработки при коммерческом подходе продиктована ценами на углеводороды и величиной налогов на федеральном и региональном уровнях.

По мере разработки месторождения в зависимости от условий использования газа – подача на дальний транспорт (федеральный уровень) или потребление для местных нужд (региональный уровень) – изменяются условия оценки экономически рентабельного срока разработки.

В соответствии с этим в практике проектирования разработки месторождений природного газа можно рассматривать модификации коэффициента конечной газоотдачи – коммерческой и потенциальной.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи определяет суммарную величину добычи газа из пласта за период рентабельной разработки месторождения, в течение которого ежегодная стоимость реализации углеводородов (газ, конденсат, нефть) превышает текущие годовые эксплуатационные затраты с учетом реновации и налоговых отчислений в федеральный и местный бюджеты. Делится на два вида в зависимости от местонахождения потребителя газа:

- коэффициент конечной коммерческой газоотдачи при транспортировке газа на дальнейшее расстояние – федеральному потребителю;
- коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с учетом местных нужд – региональному потребителю.

¹ К сумме запасов газа по категориям А, В, С₁ и от 20 до 50 % категории С₂, скорректированных в процессе разработки месторождения.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с подачей газа на дальний транспорт определяет величину суммарной добычи газа из пласта за период с начала разработки до момента времени, когда давление на приеме дожимных компрессорных станций (ДКС) достигает минимально допустимой величины² по техническим условиям или когда эксплуатация месторождения становится экономически нерентабельной.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с использованием газа для местных нужд определяет величину суммарной добычи газа из пласта до момента времени, когда средний дебит скважин по месторождению становится меньше экономически рентабельной величины, определяемой условиями использования газа на местные нужды.

Коэффициент конечной потенциальной газоотдачи определяет величину суммарной добычи газа из пласта за весь срок разработки месторождения, в течение которого пластовое давление снижается от начального до давления забрасывания, соответствующего:

- либо давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере, для залежей, разрабатываемых при газовом режиме;
- либо тому пластовому давлению, при котором была остановлена эксплуатация добывающих скважин ввиду невозможности их дальнейшего функционирования по технологическим причинам (например, вследствие обводнения).

В первом случае конечную потенциальную газоотдачу можно именовать как *потенциально возможную*³, во втором – как *технологически достижимую*.

Полнота извлечения углеводородов (газа и конденсата) из пласта является технико-экономической категорией и зависит от природных (геологических) и неприродных (технико-технологических и экономических) факторов.

I. Природные факторы, влияющие на величину конечного коэффициента газоотдачи

1. Тип коллектора залежи: терригенный или карбонатный.

Различаются структурой фильтрационно-емкостного пространства. В первом случае фильтрационные процессы в основном определяются поровой составляющей проводящих каналов, во втором – движение флюидов происходит как через пористую среду, так и по разветвленной системе трещин и каверн.

Как правило, газоотдача терригенных коллекторов (особенно при водонапорном режиме) оказывается выше, чем для карбонатных, по причине более неравномерного внедрения пластовых вод для последнего случая.

2. Площадная и по разрезу пласта литологическая неоднородность и фациальная изменчивость пород продуктивного пласта, наличие тектонических нарушений.

Для более однородных пластов коэффициент конечной газоотдачи при прочих равных условиях, как правило, оказывается выше, что объясняется меньшими объемами макрозаземленного газа при внедрении пластовых вод в залежь.

3. Режим разработки залежи: газовый и водонапорный.

Для чисто газового режима или близко к нему, когда величина обводненного порового объема составляет несколько процентов (до 10 %) от начального газонасыщенного порового объема, коэффициент конечной газоотдачи обычно выше, чем при водонапорном.

4. Значение средней проницаемости коллектора залежи.

Определяется разницей проницаемостей высоко- и низкопроницаемых пропластков в терригенных и между проводимостями матриц и трещин в карбонатных коллекторах. При низкой проницаемости в момент окончания разработки сохраняются высокие перепады между забойными и средними пластовыми давлениями, что приводит к снижению конечного коэффициента газоотдачи.

5. Величина начального пластового давления.

При более высоком начальном пластовом давлении при прочих равных условиях и одинаковых конечных давлениях при завершении разработки отношение массы газа, остающейся в пласте, к первоначальным массовым запасам

² Существующие на сегодня дожимные центробежные агрегаты (ГПА-Ц-10, 16 и 25 мВт) позволяют дожимать газ с минимально допустимого давления на приеме 1,0–1,2 МПа. Однако при модернизации проточной части центробежных компрессоров (дополнительные затраты) это давление может быть снижено до 0,5 МПа.

³ Соответствует давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере.

оказывается меньшим и, следовательно, коэффициент конечной газоотдачи – большим, чем при более низком начальном давлении. Кроме этого, при высоком начальном пластовом давлении и его последующем падении в процессе разработки на коэффициент конечной газоотдачи начинает влиять деформация коллектора (в первую очередь снижение проницаемости; см. предыдущий пункт).

6. Величина запасов газа.

Разработка мелких залежей, особенно глубокозалегающих, нередко осуществляется малым числом скважин, часть из которых переходит из разведочных в добывающие. Поэтому в случае неоднородного коллектора коэффициент конечной газоотдачи может быть весьма низким. При значительных запасах и размерах залежи экономически целесообразно бурить большое число скважин, что обеспечивает равномерный охват залежи дренированием и повышение коэффициента конечной газоотдачи.

7. Тип резервуара: массивный, массивно-пластовый, пластовый.

Для массивных и массивно-пластовых залежей технологически легче обеспечить более равномерное продвижение газовой воды и силу гравитационного разделения воды и газа, а газонасыщенность в обводненной зоне оказывается ниже, чем для пластовых залежей.

По этим причинам коэффициент конечной газоотдачи для массивных залежей обычно выше, чем для пластовых.

II. Неприродные факторы, повышающие коэффициент конечной газоотдачи

Технико-технологические факторы должны способствовать:

- 1) равномерному падению пластового давления по залежи;
- 2) равномерному внедрению в продуктивный пласт пластовых вод (подошвенных и краевых);
- 3) обеспечению минимального пластового давления при окончании разработки месторождения (залежи).

Указанные выше цели достигаются:

- равномерным (с учетом дренируемых запасов) размещением добывающих скважин по площади месторождения;
- опережающим разбуриванием проектного фонда скважин;
- своевременным вводом скважин в эксплуатацию, обеспечивающим равномерное

падение пластового давления и регулирование внедрения пластовых вод;

- равномерным дренированием продуктивных отложений по толщине залежи или опережающим дренированием отложений снизу вверх для водонапорного режима в массивных залежах;
- постоянным регулированием внедрения пластовых вод в залежь, исключая их неравномерное продвижение («разрезание» залежи, макрозащемление отдельных газонасыщенных зон и т.п.);
- качеством строительства добывающих скважин, их вскрытия и освоения;
- интенсификацией притоков газа к забоям скважин (особенно к скважинам, пробуренным в сводовой части и в областях с большими толщинами и хорошими коллекторскими свойствами);
- эффективными технологиями проведения капитальных и подземных ремонтов скважин;
- подключением скважин к сборным пунктам индивидуальными шлейфами в целях регулирования дебитов в более широких пределах;
- прокладкой с начала эксплуатации месторождения двух коллекторов – высокого и низкого давления;
- применением эффективных методов эксплуатации скважин, в продукции которых содержатся пластовая вода, механические примеси, соли;
- бурением на поздней стадии разработки залежи дополнительных скважин на локализованные газонасыщенные зоны;

• эжектированием низконапорного газа, применением передвижных винтовых газомоторных компрессоров на завершающей стадии разработки месторождения.

Экономические факторы зависят от достоверности прогноза будущих потребностей в газе, изменения цен на газ, ожидаемого характера конкуренции и ее влияния на эти цены. К ним относятся:

- 1) размер инвестиций, стартовых затрат на осуществление мероприятий по повышению конечного коэффициента газоотдачи;
- 2) годовой размер возможной прибыли;
- 3) ожидаемая норма чистой дисконтированной прибыли;
- 4) сроки окупаемости и сальдо реальных денежных потоков;

5) возможность использования налоговых льгот;

6) финансовый риск, связанный с осуществлением мероприятия.

Процесс определения конечных коэффициентов газоотдачи и учет их при подсчете извлекаемых запасов газа должен иметь стадийный (этапный) характер. Целесообразно выделить четыре основных этапа, различающихся условиями, возможностями, средствами и надежностью определения коэффициентов конечной газоотдачи.

I этап – оценка коэффициентов конечной газоотдачи перед началом разработки месторождения (залежи) на стадии первоначального рассмотрения и утверждения запасов.

Должна производиться организацией, первоначально представляющей запасы для утверждения. Необходима для определения промышленных запасов газа, под которые будут выделяться капитальные вложения для создания объектов добычи и транспорта газа. На этом этапе, когда имеются лишь материалы разведки, практически исключается возможность использования газогидродинамических расчетных методов, поэтому коэффициенты конечной газоотдачи оцениваются, как правило, на основе среднестатистических данных и путем аналогий, но могут быть использованы и корреляционные зависимости (регрессионные модели).

II этап – прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи на стадии начального проектирования разработки.

На этом этапе необходимо производить комплекс расчетов по прогнозированию величин коэффициентов конечной газоотдачи. Если рассматриваются два возможных режима разработки месторождения, то расчет коэффициента конечной газоотдачи делается для двух случаев – для газового и упруговодонапорного режимов. Полученные величины сравниваются со значениями, принятыми при первоначальном утверждении запасов газа, после чего вносятся необходимые коррективы в цифры промышленных запасов. Со второго этапа может использоваться также имитационное моделирование на основе исходных данных, полученных при первоначальном подсчете запасов.

III этап – определение коэффициента конечной газоотдачи по результатам опытно-промышленной эксплуатации или первой стадии разработки месторождения.

IV этап – уточнение значений коэффициентов конечной газоотдачи с учетом данных разработки (падающей добычи).

Данные этапы характеризуются наличием значительной дополнительной информации в связи с уточнением величины начальных запасов газа, различных геолого-промысловых и технологических характеристик, режима залежи. Соответственно, имеются возможности для использования различных видов моделирования и более надежного и обоснованного установления значений коэффициента конечной газоотдачи по сравнению с I и II этапами.

Коммерческий коэффициент конечной газоотдачи является экономической категорией. Для его увеличения требуется осуществить ряд технических и технологических мероприятий как в начальном периоде разработки месторождения, так и на его завершающей стадии. Целесообразность и отбор указанных мероприятий в условиях рыночной экономики устанавливаются в результате оценки эффективности каждого из возможных инвестиционных проектов, направленных на увеличение газоотдачи.

По этой причине оценка потенциально возможных коэффициентов конечной газоотдачи, обусловленная природными факторами, может рассматриваться как ограничение при разработке сценариев возможных технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение коэффициента коммерческой газоотдачи.

На стадии утверждения запасов газа по месторождению исключается возможность прогнозирования коэффициента газоотдачи расчетным путем ввиду существенной объективной неопределенности – неполноты и неточности информации о продуктивном пласте, водоносном бассейне, динамике отборов газа и т.п., а также непредсказуемости возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций (например, изменения потребностей в газе, цен на него и др.).

В этих условиях необходимо использовать накопленный и обобщенный опыт разработки большого числа отечественных и зарубежных месторождений для оценки граничных значений коэффициента газоотдачи.

Статистические данные об освоении газосодержащих месторождений, разработка которых закончена, аккумулируют большой объем информации о влиянии на газоотдачу как природных, так и технико-технологических и экономических факторов.

Предельные значения фактических коэффициентов конечной газоотдачи

Фильтрационная неоднородность коллектора	Тип коллектора															
	терригенный						карбонатный									
	режим разработки залежи*															
	Г				У				Г		У					
	тип резервуара**															
	МП			П			МП			П			МП		МП	
	геологические запасы***															
К	С	С	М	К	С	С	М	К	С	К	С	К	С			
Однородные высокопроницаемые	0,95–0,9			0,9–0,8			0,9–0,8			0,85–0,75			0,9–0,8		0,85–0,7	
Неоднородные с преобладанием хорошо проницаемых пород	0,9–0,8			0,9–0,8			0,8–0,7			0,85–0,75			0,9–0,8		0,85–0,7	
Неоднородные с преобладанием низкопроницаемых пород	0,8–0,6			0,8–0,7			0,85–0,6			0,75–0,6			0,8–0,6		0,75–0,5	
Резкая слоистая неоднородность с преобладанием низкопроницаемых пород	Менее 0,6			0,7–0,6			Менее 0,6			Менее 0,6			Менее 0,6		Менее 0,5	

Примечание:

* Режимы разработки залежи: Г – газовый; У – упроговодонапорный.

** Типы резервуаров: МП – массивно-пластовый и массивный; П – пластовый.

*** Геологические запасы: К – уникальные и крупные; С – средние; М – мелкие.

На основе анализа результатов эксплуатации более ста месторождений (и самостоятельно разрабатываемых залежей), законченных разработкой или находящихся на ее заключительной стадии, была составлена таблица предельных значений фактических коэффициентов конечной газоотдачи в зависимости от ряда рассмотренных выше природных факторов.

К залежам с газовым режимом разработки условно отнесены те, у которых отношение обводненного порового объема на конец разработки к начальному газонасыщенному поровому объему составляет менее 0,1. Если это отношение более 0,1, то залежь причисляется к группе с упроговодонапорным режимом. При составлении таблицы использовались данные по залежам и месторождениям, газ которых характеризуется малым (менее 50 г/м³)

и средним (от 50 до 250 г/м³) содержанием конденсата. По величине геологических запасов газа (крупность скоплений) анализируемые месторождения подразделяются на уникальные (более 500 млрд м³), крупные (30–500 млрд м³), средние (10–30 млрд м³) и мелкие (до 10 млрд м³) [1].

Таким образом, полученные результаты (см. таблицу) рекомендуются для использования при оценке прогнозных коэффициентов газоотдачи на стадии определения запасов газа (I этап) перед началом разработки месторождения. Сформулированные принципы оценки коэффициента газоотдачи помогут специалистам по проектированию и управлению разработкой газовых месторождений решать весьма сложные технико-экономические вопросы о полноте извлечения углеводородов из недр.

Список литературы

1. Степанов Н.Г. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 204 с.

References

1. Stepanov N.G. System analysis of gas recovery problem of productive strata / N.G. Stepanov, N.I. Dubina, Yu.N. Vasilyev. – M.: Nedra-Biznessentr, 2001. – 204 p.

УДК 550.8.08

А.В. Кондрашов, А.О. Габбасова, Е.В. Судничникова, Р.Р. Куйбышев, И.З. Миннуллин, С.Т. Мамлеева, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, А.И. Лысенков, В.И. Борисов, В.И. Шамшин

Многометодная спектрометрическая аппаратура ядерного каротажа для исследований газовых скважин

Исследование газовых скважин имеет свои специфические особенности, обусловленные наличием газозапорного оборудования и присутствием газа в стволе, что ограничивает применение скважинных приборов больших диаметров и исключает использование геофизических методов, не работающих в газовой среде. Поскольку для ядерно-геофизических методов (ЯГФМ) наличие газа в стволе скважин является благоприятным условием, они широко применяются на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ).

Основными задачами ЯГФМ являются определение характера насыщения коллекторов и положения контактов залежи газа с жидкостными флюидами, оценка коэффициента газонасыщенности (K_g), на основании которых выполняется мониторинг состояния газоносного объекта.

Другая область применения ядерных методов связана с обеспечением экологической безопасности месторождения или ПХГ и включает выявление заколонных скоплений газа. Как показали исследования ЗАО НПФ «ГИТАС», выполненные совместно с подразделениями ПХГ, ядерные методы могут быть использованы и для решения нетрадиционных задач, связанных с оценкой технического состояния работающей газовой скважины, в частности для оценки заполнения межколонного и заколонного пространства цементным камнем, выявления технологических каверн и определения их размеров.

Если для мониторинга продуктивности газовой залежи, как правило, достаточно использования интегральных нейтронных методов, то для решения технологических задач требуется применение более информативных методов, к которым относятся прежде всего спектрометрические модификации ядерного каротажа, позволяющие решать геолого-геофизические задачи не только по определяемым ядерно-физическим свойствам исследуемых сред, но и на основании оценки их элементного состава. Для решения всего комплекса означенных выше геолого-геофизических задач при исследовании газовых скважин ядерными методами был создан аппаратурно-методический комплекс ядерного каротажа, состоящий из малогабаритных скважинных приборов СПРК (спектрометрический прибор радиоактивного каротажа) и СНГК-Ш (прибор спектрометрического нейтронного каротажа широкодиапазонной модификации), позволяющих выполнять измерения через газозапорное оборудование (рис. 1).

Аппаратура СНГК-Ш используется для оценки содержаний радиационно-активных элементов в исследуемых горных породах (Ca, Si, H, Cl и др.), а также минералогической плотности исследуемых сред и представляет собой двухзондовый широкодиапазонный спектрометр нейтронного каротажа, отличающийся от обычного СНГК возможностью детализации низкоэнергетической области спектра гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ). Общий спектр регистрируется в диапазоне 0,1–8,0 МэВ, низкоэнергетический – 0,1–0,6 МэВ.

Аппаратура СПРК применяется для определения характера насыщения коллекторов, реализует хлорную модификацию СНГК (СНГК-CL), специализированную на определении концентрации хлора, дефицита водородосодержания и плотности и представляющую собой спектрометр с энергетическим диапазоном 0,1–8,0 МэВ,

Ключевые слова:
спектрометрическая аппаратура, газовая скважина, спектрометрический нейтронный гамма-каротаж, подземные хранилища газа.

Keywords:
spectrometric equipment, gas well, spectrometric neutron gamma-logging, underground gas storages

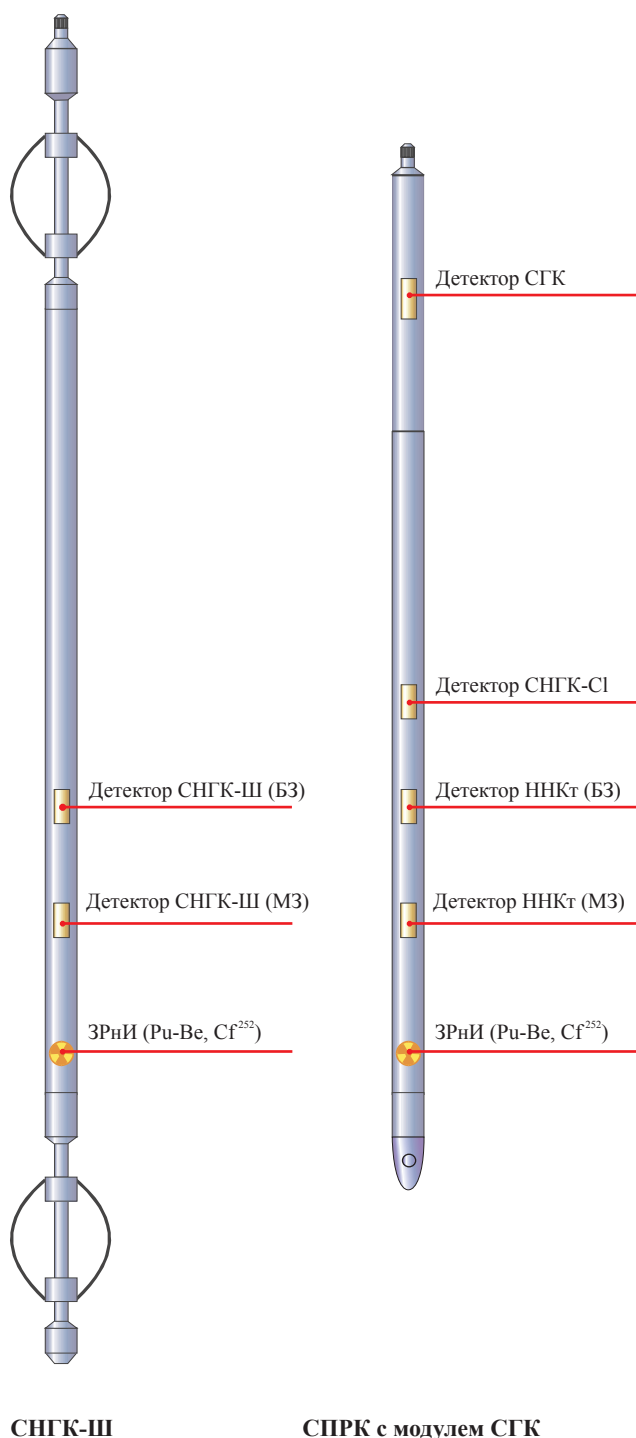


Рис. 1. Аппаратурно-методический комплекс ядерного каротажа, состоящий из малогабаритных скважинных приборов СПРК и СНГК-Ш

а также стандартный вариант двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК).

Скважинный прибор СНГК-Ш центрируется в скважине, что позволяет упростить получение расчетных параметров. Прибор СПРК

не центрируется, и это дает более высокую дифференциацию аналитических параметров.

Оба прибора выполнены в модульном варианте, поэтому возможно подсоединение к каждому из них модуля спектрометрического гамма-каротажа (СГК).

Таким образом, аппаратный комплекс СПРК + СНГК-Ш реализует методы СНГК-С1, СНГК-Ш, 2ННКт, СГК и позволяет решать следующие задачи:

- уточнение литологической модели отложений;
- выделение коллекторов и определение коэффициента пористости;
- определение коэффициента нефтегазо-насыщенности (K_{ng})¹;
- разделение продуктивных отложений по типу флюида;
- определение положения газонефтеводяных контактов (ГНК, ВНК, ГВК);
- дополнительная оценка проницаемости коллекторов при исследовании скважин открытого ствола, пробуренных с применением бурового раствора, контрастного по минерализации относительно пластовых вод;
- выявление заколонных и межколонных скоплений газа;
- оценка характера заполнения межколонного и заколонного пространства (цемент, ингибитор, вода, газ);
- выявление технологических каверн в отдающих газовых коллекторах и оценка их размеров.

Примеры применения аппаратно-методического комплекса СПРК + СНГК-Ш показаны на рис. 2–4.

Для определения нейтронной пористости аппаратурой СПРК может быть использована как стандартная технология 2ННК или НГК-60, так и адаптивная 2ННКт Д.А. Кожевникова, или по водородосодержанию, определяемому из спектров ГИРЗ. Кроме того, из литологической модели, рассчитанной по данным СНГК-Ш и СГК, определяется эффективная пористость ($K_{n_эфф}$). Полученное значение $K_{n_эфф}$ дает хорошее совпадение с данными керна.

При исследовании скважин старого фонда с минимальным комплексом ГИС бурения эффективность аппаратно-методического комплекса СПРК + СНГК-Ш существенно

¹ В необсаженных скважинах определяется остаточная нефтегазонасыщенность.

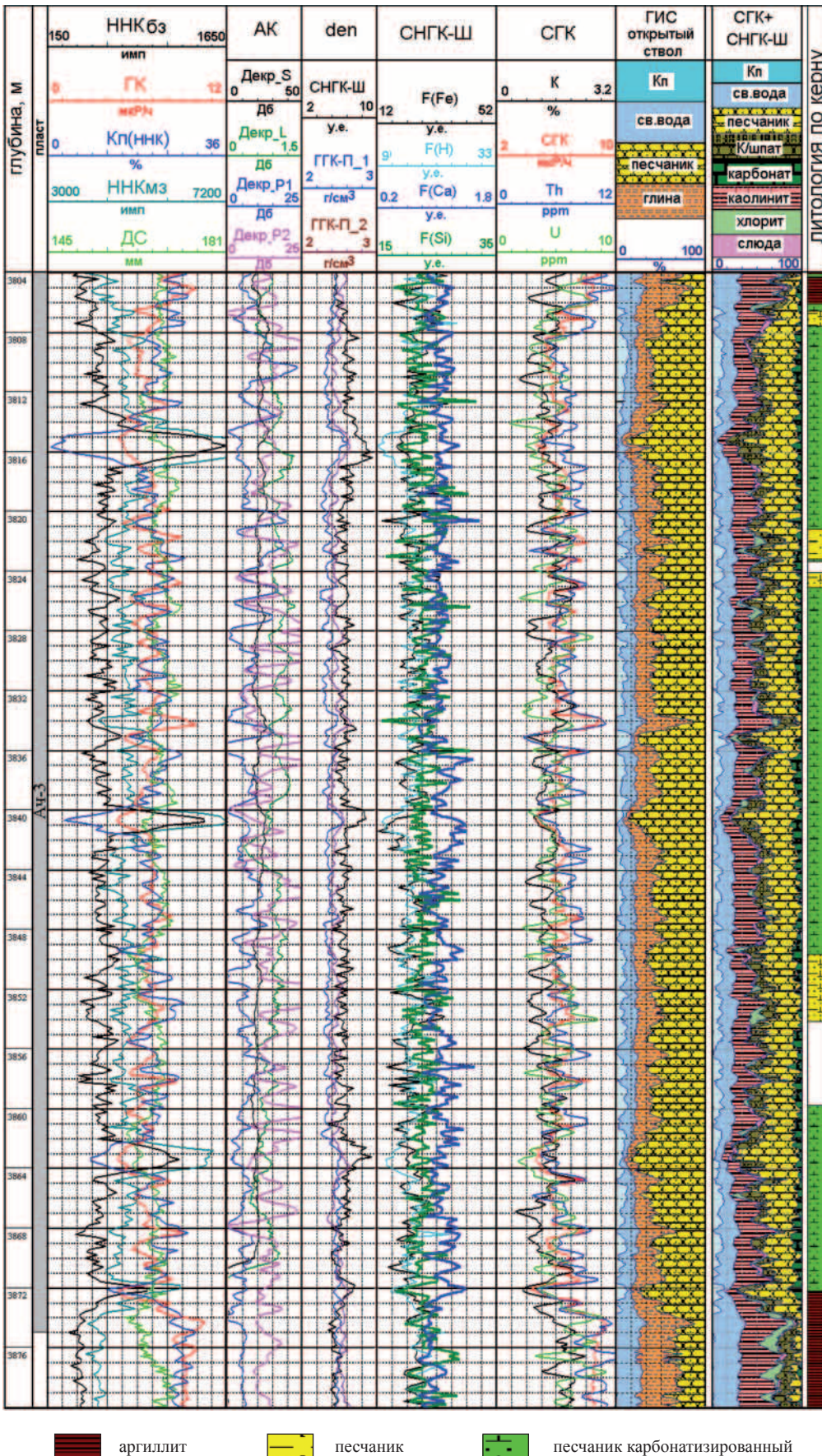


Рис. 2. Сопоставление литомodelей, рассчитанных по ГИС бурения и комплексу СНГК и СНГК-Ш

повышается за счет возможности построения литомодели по данным спектрометрических измерений. На рис. 2 приведены результаты расчетов литомоделей по данным исследований аппаратурой СПРК + СНГК-Ш и полному комплексу ГИС бурения. На рисунке отражено, что литологическая модель, рассчитанная по данным ГИС бурения, принципиально не отличается от модели, полученной при обработке спектрометрических методов, но представляет собой весьма упрощенный вариант, дающий только общее представление о распределении горных пород по разрезу скважины. Очевидно, что информация об элементном составе исследуемых горных пород позволяет рассчитать более детально литологическую модель с дифференциацией песчанистых отложений на калий-шпатовые и прочие песчаники, глинистых – на основные глинистые минералы (в данном случае – каолинит, хлорит и слюду) и дополнительно показать степень карбонатизации отложений. Таким образом, литологическая модель, построенная на основе элементного состава горных пород с учетом их плотностных характеристик и гамма-нейтронных свойств, позволяет получать более полную информацию о литологии отложений, на основании которой можно судить о коллекторских свойствах пластов и качестве перекрывающих их отложений, что имеет существенное значение при эксплуатации объектов добычи.

Информация о минеральном составе глинистых отложений также представляет интерес и особенно важна при эксплуатации газовых скважин открытым забоем. Это связано с тем, что в условиях повышенной влажности газа и скопления воды в призабойной части скважины в процессе отбора газа при наличии в составе глинистых отложений разбухающих глин происходит сужение ствола скважины, для ликвидации которого требуется ремонт скважины (КРС).

Оценка водородосодержания с учетом газонасыщенности и литологии отложений позволяет выявлять интервалы, работающие газом высокой влажности, что дает возможность проводить своевременную корректировку режимов отбора газа и не допускать возникновения прорывов воды по пласту.

Определение K_2 выполняется по методике СНГК-С1 на основе комплексирования данных СНГК и 2ННКт с расчетом параметров дефи-

цита плотности и водородосодержания по высокоэнергетической (P_{dd_h}) и низкоэнергетической (P_{dd_ngk}) области спектров ГИРЗ, а также по тепловым нейтронам (P_{dd_mnk}). Несмотря на общее название, параметры имеют разную физическую основу и, соответственно, по-разному отражают различные типы флюидов в различных радиальных зонах исследования. Это дает возможность дополнительно определять тип продуктивного насыщения коллектора (газ, газоконденсат, легкая нефть, нефть, тяжелая нефть), что не всегда удается сделать другими методами. Например, в условиях газоконденсатных месторождений с пресными пластовыми водами С/О каротаж приходится комплексовать с другими нейтронными методами, так как содержание углерода в газонасыщенной части коллектора значительно ниже, чем в газоконденсатной, и коэффициент продуктивности по данным С/О каротажа в газовых интервалах существенно занижается.

На рис. 3 показан пример определения коэффициента текущей газонасыщенности по методике СНГК-С1. В данном случае коэффициенты газонасыщенности K_{c_h} и K_{c_ngk} , рассчитанные по параметрам P_{dd_h} и P_{dd_ngk} , совпадают, что указывает на радиальную однородность и единый тип продукта (газ).

Из рисунка также видно, что газ в скважине присутствует не только в коллекторах, но и выше, на что указывает соотношение параметров дефицита плотности и водородосодержания, отмеченное в поле СНГК-С1 желтым цветом. При этом уровень параметров P_{dd} в глинистой крышке объекта эксплуатации существенно отличается от уровня для газовых пластов, что свидетельствует о пониженной газонасыщенности исследуемой среды в целом и в особенности в дальней зоне исследований ($P_{dd_h} < P_{dd_ngk}$). На основании этого, а также принимая во внимание отсутствие коллекторов (см. литомодель), повышенную кавернозность горных пород и частичное заполнение заколонного пространства цементом, которое подтверждается плохим качеством сцепления цемента с колонной и горной породой, выявленное по данным акустической цементометрии (АКЦ) еще в 2010 г., можно сделать вывод, что газонасыщенность в глинистой крышке коллекторов связана с заколонным скоплением газа. Газ располагается за эксплуатационной колонной (ЭК) и в области башмака технической колонны (ТК).

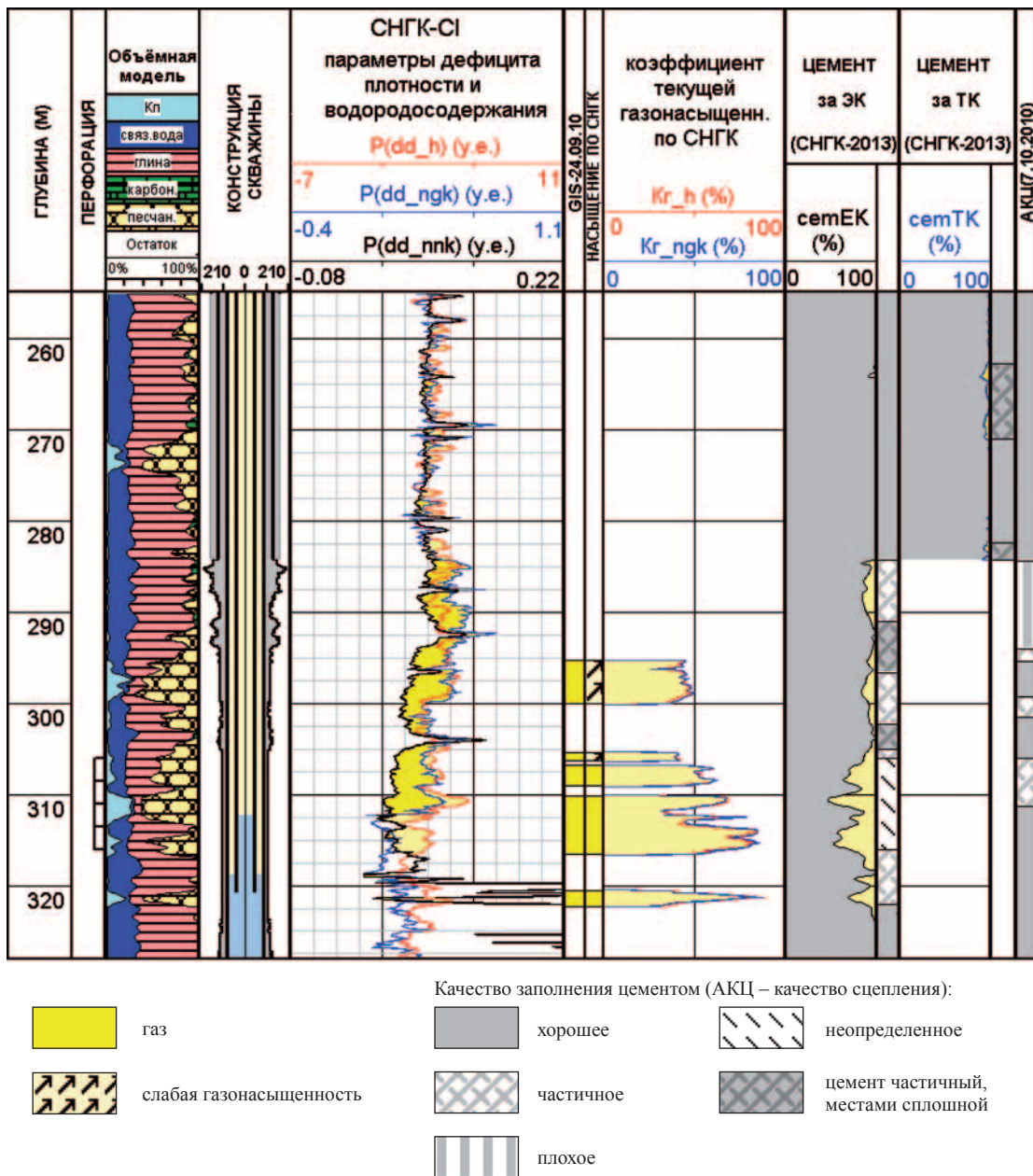


Рис. 3. Определение текущей газонасыщенности и степени заполнения цементным камнем межколонного и заколонного пространства

Качество заполнения заколонного и межколонного пространства по данным нейтронных методов оценивается по вариациям объемной плотности в ближней зоне исследований относительно дальней, а также по изменению длины миграции (L_m) нейтронов и гамма-квантов (наличие цементного камня приводит к уменьшению L_m с учетом толщины колонн. Содержание цемента за эксплуатационной колонной отражает параметр C_{em} (ЭК), за технической – C_{em} (ТК). В интервале перфорации качество цементирования не оценивается. Сопоставление с результатами выполненной

до перфорации объекта цементометрии показывает, что результаты определения C_{em} (ЭК) в работающей газовой скважине не противоречат данным АКЦ. Учитывая тот факт, что акустические и нейтронные методы имеют разную физическую основу, при сопоставлении данных следует иметь в виду, что АКЦ определяет качество сцепления цементного камня с колонной и горной породой, в то время как СНГК – степень заполнения заколонного пространства по плотности, соответствующей радиальной зоне исследований. Таким образом, результаты определений не обязаны совпадать полностью.

Например, отсутствие сцепления цементного камня с колонной не означает отсутствия цемента. Наиболее близкие результаты определения состояния цемента получаются при сравнении данных СНГК с СГДТ (гамма-гамма цементмер), что связано с физической общностью определяемых параметров.

При использовании данных нейтронной цементометрии следует иметь в виду, что этот вид исследований может быть использован только в качестве экспресс-оценки состояния цементного камня, поскольку он не позволяет определить ни качество сцепления цемента, ни его радиальное распределение за колонной, ни толщину и эксцентриситет колонны. Эффективность нейтронной цементометрии обусловлена возможностью получать информацию в условиях работающих газовых скважин, т.е. в газовой среде, через газозапорное оборудование и насосно-компрессорные трубы (НКТ), и более чем через одну колонну (рис. 3). Проведение таких работ позволяет существенно сократить затраты по эксплуатации скважин, уточняя сроки проведения КРС, в процессе которых выполняются специализированные исследования.

Еще одной нетрадиционной областью применения нейтронных методов при исследова-

нии газовых скважин является выявление техногенных каверн, образующихся в процессе эксплуатации объекта, как в самом пласте, так и в перекрывающих его отложениях. Если в случае разработки объекта открытым забоем кавернообразование может быть оценено обычным способом, то в случае обсаженной скважины задача может быть решена только ядерными методами. В связи с тем, что образование техногенных каверн в обсаженных скважинах наиболее вероятно в высокодебитных терригенных коллекторах, выявление и мониторинг состояния каверны оказываются весьма актуальными задачами, решение которых позволяет предотвратить развитие каверны и последующее обрушение коллектора. На рис. 4 показан пример выявления и мониторинга состояния техногенной каверны по данным СНГК и импульсного ННК (ИННК). Видно, что в результате принятых технологических мер за год эксплуатации размер каверны практически не увеличился.

Аппаратурно-методический комплекс СПРК + СНГК-Ш опробован на газовых месторождениях и ПХГ России, Казахстана, Германии, Австрии и Китая [1, 2].

Эффективность его применения предопределила создание комплексного прибора,

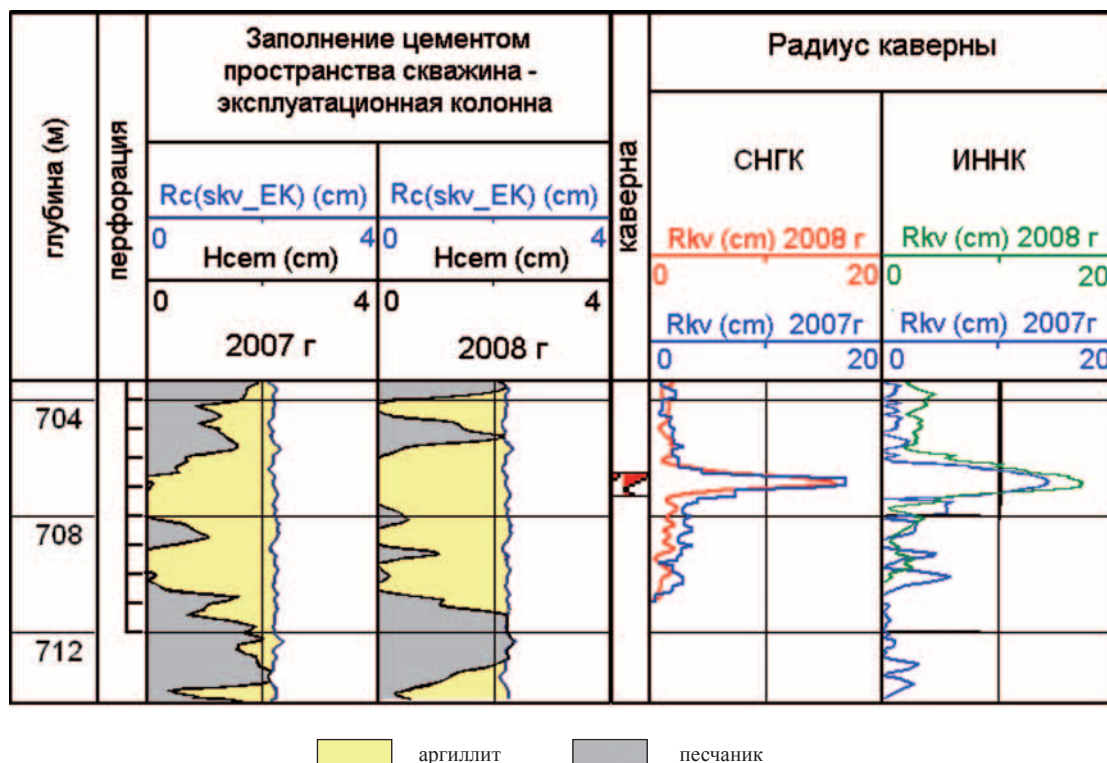


Рис. 4. Мониторинг развития технологической каверны по данным нейтронных методов

совмещающего в себе возможности СПРК и СНГК-Ш. В качестве прототипа использовалась термобаростойкая спектрометрическая аппаратура СНГК-Ш и СПРК, способная сохранять свои технические характеристики при температуре до 150 °С и давлении до 100 МПа без сосуда Дьюара. Эта аппаратура, разработанная в 2010 г., в настоящее время эксплуатируется на месторождениях Китая.

Новый прибор, совместивший в себе возможности ранее разработанных спектрометров, получил название КСПРК-Ш (рис. 5). Он позволяет за один спуско-подъем провести измерение, равносильное измерениям приборами СПРК и СНГК-Ш. Это значительно повышает технологические возможности аппаратуры, сокращая время исследования скважины в два раза. Аналогично аппаратуре СПРК и СНГК-Ш, КСПРК-Ш помимо скважинного прибора включает в комплект блок сопряжения, обеспечивающий передачу информации по каротажному кабелю, питание скважинного прибора и связь с датчиком глубин, а также NOTEBOOK или бортовой компьютер каротажной станции. Аппаратура может эксплуатироваться с любым каротажным подъемником и кабелем до 7 км.

Аппаратура КСПРК-Ш-48 предназначена для проведения работ в скважинах малого диаметра с температурой до 120 °С и давлением до 80 МПа. Скважинный прибор состоит из двух модулей. Нижний модуль представляет собой три зонда спектрометров широкодиапазонного НГК и 2ННКт со стандартными расстояниями до закрытого радионуклидного источника (ЗРНИ). В верхнем модуле расположены зонд СГК, высокоточный термометр и манометр.

Скважинный прибор, верхний модуль которого дополнительно включает сканирующий магнито-импульсный дефектоскоп (МИД-С), разрабатывается по заказу ОАО «Газпром» для оценки технического состояния газовых скважин и, соответственно, получил название ОТСК-ОСЗП (оценка технического состояния колонн – оценка состояния заколонного пространства). В настоящее время первые образцы новой комплексной аппаратуры проходят апробацию.

Перспективы применения новой комплексной аппаратуры радиоактивного каротажа на газовых месторождениях и в хранилищах газа обусловлены высокой информативностью реализованного в ней комплекса ме-

тодов, отсутствием ограничений по времени использования и более низкой стоимостью по сравнению с приборами импульсной модификации нейтронных методов, что дает возможность эффективно решать проблемы, связанные с особенностями геолого-технических задач газовых скважин.

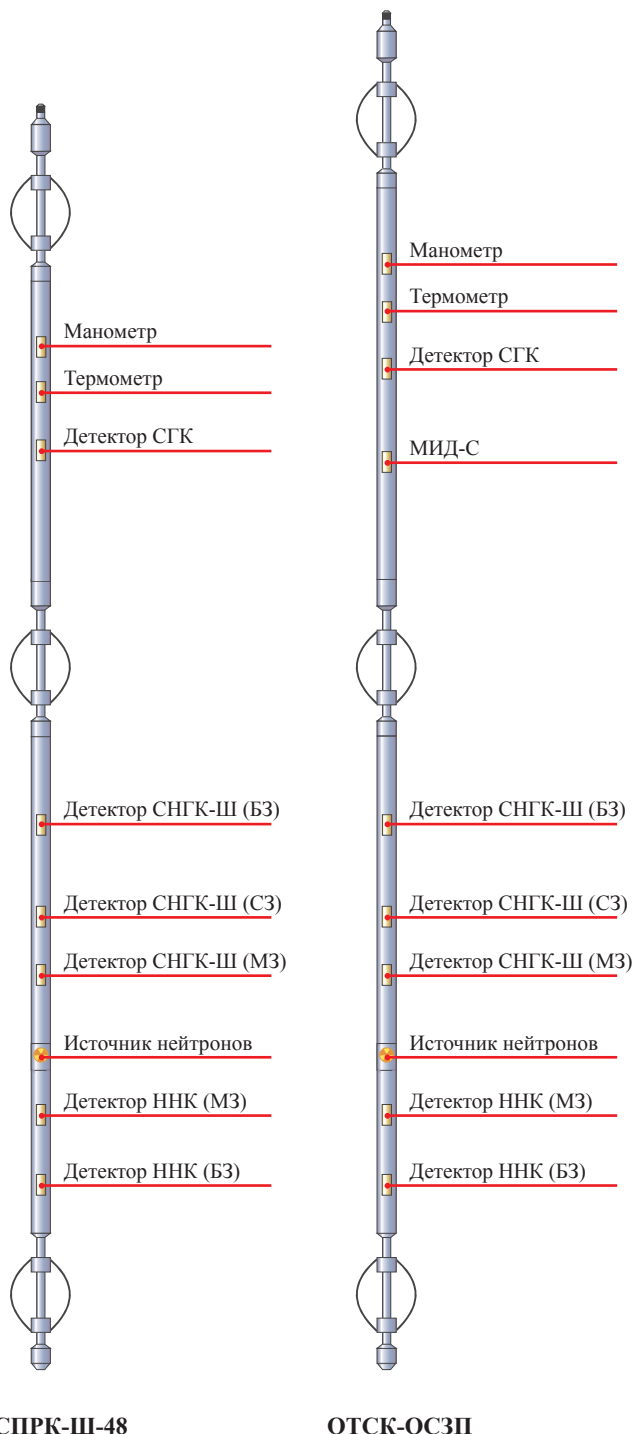


Рис. 5. Общий вид комплексных спектрометрических скважинных приборов

Список литературы

1. Даниленко В.Н. Опробование комплекса спектрометрических методов ядерно-геофизического каротажа в скважинах ПХГ / В.Н. Даниленко, А.И. Лысенков, Л.К. Борисова и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 11. – С. 52–54.
2. Лысенков А.И. Определение характера насыщения пластов и состава углеводородов по комплексу СНГК, 2ННКт (хлорный каротаж) в обсаженных нефтегазовых скважинах / А.И. Лысенков, В.А. Лысенков, А.Д. Осипов // НТВ «Каротажник». – Тверь: АИС, 2010. – Вып. 6 (194). – С. 115–149.

References

1. Danilenko V.N. Testing of the complex of spectrometric methods of nuclear-geophysical logging in wells of the UGSF / V.N. Danilenko, A.I. Lysenkov, L.K. Borisova et al. // Gas Industry. – 2007. – № 11. – P. 52–54.
2. Lysenkov A.I. Determination of strata saturation nature and hydrocarbon composition as to induced spectral gamma-ray logging complex, 2NNKt (chloric logging) in cased oil and gas wells / A.I. Lysenkov, V.A. Lysenkov, A.D. Osipov // NTV Karotazhnik. – Tver: AIS, 2010. – Iss. 6 (194). – P. 115–149.

УДК 550.8:311.311

Ю.Б. Силантьев, Фи Мань Тунг

Нефтегазовая геостатистика Вьетнама (в аспекте прогноза новых открытий)

Современный этап развития нефтегазовой отрасли Социалистической Республики Вьетнам (СРВ) характеризуется сравнительно низкой освоенностью ресурсов углеводородного сырья (УВС). В данной статье приведена статистика по запасам углеводородного сырья СРВ, полученная в ходе выполнения экспериментальных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ». По данным BP Statistical Review, суммарные запасы нефти и газа Республики оцениваются в 1,2 млрд т у.т., из которых 54 % приходится на газ. Обеспеченность добычи нефти и газа составляет 34,5 и 63,3 года соответственно. Это указывает на необходимость формирования научно-концептуального обеспечения развития нефтегазодобывающего комплекса СРВ на среднюю и дальнюю перспективу (до 2030–2035 гг.). Очевидно, что к одной из базовых составляющих формирования такого обеспечения необходимо отнести статистический анализ имеющегося ресурсного потенциала.

Нефтегазоносность территории СРВ связана с осадочными кайнозойскими бассейнами, расположенными в зоне сдвиговой тектоники периклинального окончания альпийского (гималайского) подвижного пояса и области современного рифтогенеза Южно-Китайского моря. Отметим, что простирающиеся зоны сдвигов Красной реки, Дангоя, Маепинга и зоны спрединга Южно-Китайского морского пелагического бассейна являются взаимно перпендикулярными и в значительной мере контролируют особенности формирования УВС нефтегазоносных бассейнов (НГБ), в том числе объем и структуру углеводородного потенциала.

В тектоническом аспекте территория Индокитая и прилегающего шельфа Южно-Китайского (Восточного, по-вьетнамски) моря в юрско-меловое время развивалась как типичная геосинклинальная область ранне-альпийского тектогенеза. Завершение геосинклинального режима приходится на конец мела – начало палеогена. В дальнейшем произошло обрушение восточной части по субмеридиональной системе глубинных разломов сдвигового характера, а затем интенсивного осадконакопления. В силу этого гранитоиды, слагающие сушу Вьетнама, составляют значительную часть фундамента на шельфе, но с перепадом глубин от 1–2 км до –(5–7) м (с запада на восток).

В пределах шельфа СРВ развита субмеридиональная система осадочных бассейнов, преимущественно с неогеновым выполнением. С севера на юг обособляются бассейны Бейбувань, Шанг-Хонг, Фухань, Кыулонг, Южный Коншон. В северной части СРВ в бассейне Красной реки выделяется Ханайский (возможно) перспективный бассейн. В пределах исключительной экономической зоны шельфа Вьетнама частично расположены Южно-Хайнаньский и Малайский бассейны. В настоящее время промышленные скопления нефти и газа не установлены лишь в пределах бассейна Фухань, который находится между бассейнами Кыулонг и Бейбувань.

Углеводородные системы нефтегазоносных бассейнов СРВ представлены в табл. 1.

За все годы проведения поисково-разведочных работ (ПРР) на нефть и газ в пределах Вьетнама открыто 75 месторождений УВ с суммарными запасами более 1,2 млрд т у.т. Текущие запасы газа (свободного и растворенного) достигают 0,9 трлн м³. Начальные извлекаемые запасы УВ крупнейшего месторождения нефти Белый Тигр составляют 720 млн т. По величине начальных запасов месторождения СРВ (по данным В.А. Скоробогатова, 2008 г.) выстраиваются в ряды:

- для нефти: 720 – 225 – 175 – 131 – 92 – 70 – 50 млн т и т.д.;
- газа: 198 – 105 – 99 – 86 – 60 – 50 млрд м³ и т.д.

Ключевые слова:

углеводороды, бассейн, фундамент, ресурсы, запасы, геолого-имитационное моделирование.

Keywords:

hydrocarbons, basin, foundation, resources, storage, geological imitation modeling.

Таблица 1

Распределение основных нефтегазоносных бассейнов СРВ

Возраст	Нефтегазоносные бассейны					Литолого-фациальный комплекс
	Ханойский	Шанг-Хонг	Фухань	Кыулонг	Южный Коншон	
N ₂	–	+	–	–	–	Терригенный
N ₁ ³	+	+	–	–	+	Терригенно-карбонатный
	–	+	+	–	+	
N ₁ ²	–	+	+	–	+	Карбонатно-терригенный
	+	+	+	–	+	
N ₁ ¹	+	+	+	+	+	Терригенный
P ₃	+	+	+	+	+	Терригенный
K	–	–	+	+	+	Экструзивный

В эксплуатации находится 37 месторождений.

Ежегодная добыча нефти в стране достигает 15 млн т, газа – 9,5 млрд м³.

Особенностью бассейнов СРВ является нефтегазоносность пород фундамента: месторождение Белый Тигр, полупромышленные притоки на структуре Тьенбинь (Ханойский прогиб) и др.

Выработанность (накопленная добыча/начальные запасы) запасов нефти превышает 40 %. Это указывает на необходимость поиска и освоения новых нефтяных скоплений, в первую очередь в пределах Южного блока шельфа СРВ (в бассейнах Кыулонг и Южный Коншон).

По данным В.И. Высоцкого (2013 г.), углеводородный потенциал шельфа Вьетнама оценивается в 5,1 млрд т у.т. Фазовая структура углеводородных ресурсов СРВ может быть представлена следующим образом: газ – 45 %; нефть – 41 %; конденсат – 8 %; растворенный газ – 6 %.

В 2008 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была проведена оценка начальных потенциальных ресурсов на основе геолого-ими-

тационного моделирования, которая для нефти и газа составила 8,2 млрд т (геологические) и 4,9 трлн м³ соответственно. С учетом коэффициентов межкатегорийного перевода промышленные (извлекаемые) запасы углеводородов шельфа СРВ оцениваются в 1,0–1,2 млрд т нефти и 2,0–2,5 трлн м³ газа. Следовательно, современная разведанность ресурсов нефти оценивается в 50 %, а газа – в 25 %. Очевидно, что размеры ожидаемых скоплений газа должны превышать осредненные размеры прогнозируемых нефтяных месторождений, в том числе за счет выявления крупных месторождений, так как разведанность (начальные запасы/начальные суммарные запасы) ресурсов газа – менее 30 %.

Результаты геолого-имитационного моделирования представлены в табл. 2. Данные модели по крупности запасов достоверны при высокой изученности нефтегазоносных бассейнов, однако современное состояние изучения УВ-потенциала Вьетнама характеризуется как среднее (невысокое для газа).

По данным проведенного моделирования открытие скоплений газа с запасами более

Таблица 2

Результаты геолого-имитационной оценки ресурсов углеводородов

Интервал-класс, млн т у.т.	Нефть		Газ	
	запасы в классе, млн т	количество залежей	запасы в классе, млрд м ³	количество залежей
316–1000	1203	2	–	–
100–316	994	6	305	2
31,6–100	944	18	504	10
10–31,6	988	59	789	149
3,16–10	997	188	1265	248
1–3,16	1016	605	2000	1240
Итого	6142	878	4863	1708

300 млрд м³ практически исключено, более 100 млрд м³ – маловероятно, менее 1,0 млрд м³ – не оценивались. Если аналогичные объекты не учитывать при оценке ресурсов нефти, последние оцениваются в 6,1 млрд т (доказанные + вероятные + прогнозные). Отметим, что доля объектов (залежей) с запасами менее 3,16 млн т у.т. составляет 85 % для нефти и более 72 % для газа, т.е. значительная часть ожидаемых запасов будет приходиться на малые субэкономиче-

ские скопления УВ. Оставшийся фонд залежей изучен на 45 % для нефти и 15 % для газа (по данным экспертной оценки).

Таким образом, приведенные данные указывают на наличие у СРВ значительных перспектив развития своего ресурсно-добычного потенциала. Это позволит решить задачи достижения энергетической самодостаточности и развития внутреннего газового рынка и экспортировать часть добытых УВ.

Сведения об авторах

<i>Афанасьев Михаил Лукьянович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Отдела литолого-стратиграфических исследований ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: (495)673-29-45. E-mail: afanasiev@vniigni.ru
<i>Борисов Виктор Иванович</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник отдела программно-управляемой геофизической аппаратуры ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Васильев Юрий Николаевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории методологии проектирования разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ворожбицкий Алексей Владимирович</i>	главный специалист сектора полевой геофизики Отдела геофизических исследований Управления геологоразведки и разработки Филиала «Газпром ЭП Интернэшнл Сервисиз Б.В.» в г. Москве. Тел.: (495)411-84-91. E-mail: A.Vorozhbitsky@gazprom-international.com
<i>Вотяков Роман Владимирович</i>	научный сотрудник Отдела перспектив нефтегазоносности Азиатской части РФ и обоснования направлений геологоразведочных работ ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: (495)673-51-04. E-mail: wktv@mail.ru
<i>Габбасова Алёна Олеговна</i>	инженер-геофизик Отдела программно-управляемой геофизической аппаратуры ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Гризик Алексей Яковлевич</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Давыдова Елена Сергеевна</i>	ведущий инженер Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Даниленко Виталий Никифорович</i>	к.т.н., Председатель Совета директоров ОАО НПП «ВНИИГИС», директор ЗАО НПФ «ГИТАС», академик МАНЭБ. Тел.: (34767)5-19-58. E-mail: danilenko@gitas.ru
<i>Даниленко Владислав Витальевич</i>	заведующий Отделом программно-управляемой геофизической аппаратуры ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Заболотная Юлия Ивановна</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ильницкая Вера Григорьевна</i>	ведущий инженер Лаборатории методологии проектирования разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-26. E-mail: V_Ilnitskaya@vniigaz.gazprom.ru

<i>Кананыхина Ольга Геннадиевна</i>	инженер 2-й категории Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Канунникова Надежда Юрьевна</i>	ведущий инженер Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и флюидов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (915)067-51-52. E-mail: N_Kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Катаева Марина Анатольевна</i>	ведущий инженер-химик Отдела физико-химических исследований ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: (3494)99-18-55. E-mail: m.a.kataeva@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Ковалёва Екатерина Дмитриевна</i>	инженер 1-й категории Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кондрашов Алексей Владимирович</i>	заведующий Лабораторией отдела программно-управляемой геофизической аппаратуры ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Копилевич Ефим Абрамович</i>	д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник Отдела перспектив нефтегазоносности Азиатской части РФ и обоснования направлений геологоразведочных работ ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: (495)673-29-45. E-mail: kopilevich@vnigni.ru
<i>Коротков Сергей Борисович</i>	начальник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-44-53. E-mail: S_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кошелев Анатолий Владимирович</i>	начальник Отдела по разработке месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: (3494)94-09-81. E-mail: a.v.koshelev@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Крикунов Анатолий Иванович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (917)517-29-12. E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крючков Виктор Егорович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: V_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Куйбышев Рустам Равильевич</i>	инженер-электроник Отдела программно-управляемой геофизической аппаратуры ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Ларкин Всеволод Николаевич</i>	к.г.-м.н., заведующий сектором перспектив нефтегазоносности нефтегазоносных провинций Восточной Сибири и Дальнего Востока и обоснования направлений геологоразведочных работ ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: (495)673-51-04. E-mail: larkin@vnigni.ru

<i>Ли Герасим Сергеевич</i>	к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке месторождений ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: (3494)99-18-16. E-mail: g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Лысенков Александр Иванович</i>	к.т.н., заместитель Генерального директора ОАО НПП «ВНИИГИС» по геологии, главный геолог. Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Мамлеева Сания Тагировна</i>	инженер-программист ЗАО НПФ «ГИТАС». Тел.: (34767)5-19-58.
<i>Медведев Андрей Геннадьевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: A_Medvedev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Миннуллин Ильнур Завитович</i>	инженер-программист ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Подурушин Владимир Фёдорович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленной геологии Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (915)337-13-08. E-mail: vfp53@mail.ru
<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	к.г.-м.н., доцент кафедры исследования нефтегазовых пластовых систем РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, заместитель начальника Департамента перспективного развития ОАО «Газпром». Тел.: (495)719-81-86. E-mail: A.Ryzhov@adm.gazprom.ru
<i>Садурдинов Руслан Фаритович</i>	главный специалист Отдела геологоразведки, бурения и лицензирования ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз». Тел.: (495)411-87-33. E-mail: R.Sadurtdinov@zargaz.ru
<i>Салина Любовь Сергеевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: L_Salina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Саприна Ольга Андреевна</i>	инженер Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (926)103-40-88. E-mail: O_Saprina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнова Елена Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сивков Сергей Николаевич</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-44-40. E-mail: S_Sivkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Силантьев Юрий Борисович</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-44-89. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соборнов Константин Олегович</i>	д.г.-м.н., главный геолог ООО «Северо-Запад». Тел.: (963)683-59-33. E-mail: ksobornov@yandex.ru
<i>Соин Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (489)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соловьёв Николай Николаевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Центра морских месторождений нефти и газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Судничникова Елена Витальевна</i>	инженер-геофизик ОАО НПП «ВНИИГИС». Тел.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Сурова Наталья Дмитриевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Отдела перспектив нефтегазоносности Азиатской части РФ и обоснования направлений геологоразведочных работ ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: (495)673-29-45. E-mail: Surova_n@vniigni.ru
<i>Фи Мань Тунг</i>	аспирант РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.
<i>Филиппова (Рыжова) Лидия Алексеевна</i>	научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (967)175-27-90. E-mail: L_Ryzhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Франчук Арина Андреевна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: A_Franchuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Халошина Татьяна Олеговна</i>	главный специалист Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шамшин Виталий Иванович</i>	к.т.н., заместитель начальника Отдела оптимизации режимов работы ПХГ Управления по подземному хранению газа ОАО «Газпром». Тел.: (495)719-68-36. E-mail: V.Shamshin@adm.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Borisov Viktor Ivanovich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Fellow for Program-controlled Geophysical Equipment of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Danilenko Vitaliy Nikiforovich</i>	Candidate of Engineering, Chairman of the Board of Directors of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS), Director of Scientific and Production Firm Joint-Stock Company GITAS, Academician of International Academy of Ecology, Man and Nature. Tel.: (34767)5-19-58. E-mail: danilenko@gitas.ru
<i>Danilenko Vladislav Vitalievich</i>	Head of Department program-controlled Geophysical Equipment of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Davydova Elena Sergeevna</i>	Leading Engineer of the Hydrocarbon Field Resources and Prospecting Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Franchuk Arina Andreyevna</i>	Junior Research Associate of the Subsurface Use Geological and Economic Efficiency Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: A_Franchuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gabbasova Alyona Olegovna</i>	Geophysicist of Program-controlled Geophysical Equipment of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Grizik Aleksy Yakovlevich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Deputy Head of the Laboratory for Analysis of the Resource Base in Foreign Countries of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ilnitskaya Vera Grigoryevna</i>	Leading Engineer of the Field Development Design Methodology Laboratory of the Centre for Oil and Gas Fields Development and Operation of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-26. E-mail: V_Ilnitskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kananykhina Olga Gennadyevna</i>	II Category Engineer of the Hydrocarbon Field Resources and Prospecting Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-46-67. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kanunnikova Nadezhda Yurievna</i>	Leading Engineer of the Laboratory for Geology and Centralized Core and Fluids Storage of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (915)067-51-52. E-mail: N_Kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Katayeva Marina Anatolyevna</i>	Leading Engineer-Chemist of the Physical and Chemical Studies Department of the Engineering Center of Gazprom dobycha Urengoy LLC. Tel.: (3494)99-18-55. E-mail: m.a.kataeva@gd-urengoy.gazprom.ru

<i>Khaloshina Tatiana Olegovna</i>	Chief Specialist of the Hydrocarbon Field Resources and Prospecting Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kondrashov Alexey Vladimirovich</i>	Head of the Laboratory of Program-controlled Geophysical Equipment of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Korotkov Sergey Borisovich</i>	Head of the Subsurface Use Geological and Economic Efficiency Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-44-53. E-mail: S_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Koshelev Anatoly Vladimirovich</i>	Head of the Field Development Department of Gazprom dobycha Urengoy LLC. Tel.: (3494)94-09-81. E-mail: a.v.koshelev@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Kovaleva Ekaterina Dmitriyevna</i>	I Category Engineer of the Laboratory for Resources and Hydrocarbon Field Prospecting of the Hydrocarbon Resources and Reserves Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krikunov Anatoly Ivanovich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Leading Research Associate of the Laboratory for Geology and Centralized Core and Fluids Storage of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (917)517-29-12. E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kryuchkov Viktor Egorovich</i>	Senior Research Associate of the Exploration Analysis and Planning Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: V_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kuibyshev Rustam Ravilyevich</i>	Electronics Engineer of Computer-controlled Geophysical Equipment of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Li Gerasim Sergeyeovich</i>	Candidate of Engineering, Deputy Director of Field Geology and Development of Engineering Center of Gazprom dobycha Urengoy LLC. Tel.: (3494)99-18-16. E-mail: g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Lysenkov Alexander Ivanovich</i>	Candidate of Engineering, Deputy Director, Geology of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Mamleeva Sania Tagirovna</i>	Software Engineer of Scientific and Production Firm Joint-Stock Company GITAS. Tel.: (34767)5-19-58.
<i>Medvedev Andrey Gennadyevich</i>	Junior Research Associate of the Exploration Analysis and Planning Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-46-67. E-mail: A_Medvedev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Minnullin Il'nur Zavitovich</i>	Software Engineer of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Phi Manh Tung</i>	Graduate of Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

<i>Podurushin Vladimir Fedorovich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Leading Research Associate of the Field Geology Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (915)337-13-08. E-mail: vfp53@mail.ru
<i>Ryzhov Aleksy Evgenyevich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Deputy Head of Gazprom JSC Department, Docent of the Department for Oil and Gas Stratal System Survey of the Gubkin's Russian State University of Oil and Gas. Tel: (498)657-91-92. E-mail: A_Rizhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sadrtdinov Ruslan Faritovich</i>	Chief Specialist of the Exploration, Drilling and Licensing Department of Gazprom zarubezhneftegaz CJSC. Tel.: (495)411-87-33. E-mail: R.Sadrtdinov@zargaz.ru
<i>Salina Lyubov Sergeyevna</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Research Assistant of the Non-Traditional Gas Resource Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: L_Salina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Saprina Olga Andreyevna</i>	Junior Research Associate of the Laboratory for Geology and Centralized Core and Fluids Storage of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (926)103-40-88. E-mail: O_Saprina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Semenova Elena Vladimirovna</i>	Research Associate of the Subsurface Use Geological and Economic Efficiency Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shamshin Vitaly Ivanovich</i>	Candidate of Engineering, Deputy Chief of the Office of Underground Gas Storage OAO «Gazprom». Tel.: (495)719-68-36. E-mail: V.Shamshin@adm.gazprom.ru
<i>Silantiev Yury Borisovich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Deputy Head of the Hydrocarbon Field Resources and Prospecting Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sivkov Sergey Nikolaevich</i>	Head of the Exploration Analysis and Planning Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-46-67. E-mail: S_Sivkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatov Victor Aleksandrovich</i>	Chief Research Associate of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-44-89. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sobornov Konstantin Olegovich</i>	Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Geologist of Severo-Zapad LLC. Tel.: (963)683-59-33. E-mail: ksobornov@yandex.ru
<i>Soin Dmitry Aleksandrovich</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Research Associate of the Hydrocarbon Field Resources and Prospecting Laboratory of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (489)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Solovyev Nikolay Nikolaevich</i>	Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Research Assistant of the Offshore Oil and Gas Fields Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sudnichnikova Elena Vitalievna</i>	Geophysicist of Program-controlled Geophysical Equipment of Research and Design Institute of Well Logging (VNIIGIS). Tel.: (34767)5-27-03. E-mail: info@vniigis.com
<i>Vasilyev Yury Nikolayevich</i>	Doctor of Engineering, Professor, Chief Research Associate of the Field Development Design Methodology Laboratory of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vorozhbitsky Aleksy Vladimirovich</i>	Chief Specialist of the Field Geophysics Center of the Geophysical Research Department of the Exploration and Development Agency of Gazprom EP International Services B.V. Office in Moscow. Tel.: (495)411-84-91. E-mail: A.Vorozhbitsky@gazprom-international.com
<i>Zabolotnaya Yulia Ivanovna</i>	Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory for Analysis of the Resource Base in Foreign Countries of the Hydrocarbons Reserves and Resources Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-42-99. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru

Аннотированный перечень статей

Салина Л.С. Владлен Иванович Ермаков – выдающийся геолог газовой промышленности России / Л.С. Салина, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 5–7.

Статья посвящена известному ученому, геологу, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владлену Ивановичу Ермакову (1924–1998 гг.), проработавшему во ВНИИГАЗе 37 лет и с 1973 по 1988 годы возглавлявшему геологическое направление института.

Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.

Огромное значение уникальной Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции для развития газовой отрасли и минерально-сырьевой базы (МСБ) России общепризнанно. Ее открытие состоялось более 60 лет назад. Почти четверть открытых месторождений нефти и газа России находится в Западной Сибири. Особое место в обеспечении высокого уровня газодобычи страны на протяжении не одного десятилетия занимают уникальные газовые месторождения – Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Бованенковское, Харасавэйское и др.

Подведены промежуточные итоги геологического изучения и освоения ресурсов Западной Сибири, осмысления ее роли в развитии МСБ газовой отрасли страны и ОАО «Газпром». Отражены результаты, полученные автором на основании многолетнего изучения геологического строения и нефтегазоносности уникального Западно-Сибирского осадочного мегабассейна и одноименной мегапровинции. Детально исследована нефтегазовая геостатистика открытых месторождений углеводородов (905), в том числе крупнейших и гигантских (более 300 млрд м³ и 1 трлн м³). Проанализированы закономерности и особенности размещения месторождений углеводородов в породах сеномана, нижнего мела и юры. Проведена оценка реальных начальных потенциальных и прогнозных ресурсов газа и нефти. Общий углеводородный потенциал мегапровинции оценен в 240–250 млрд т у.т. (геол.), а общее число месторождений – 4300–5000.

Промышленное освоение громадного углеводородного потенциала недр арктических областей Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции является транснациональной задачей и требует объединения финансовых возможностей, использования новейших технических средств и инно-

вационных технологий целого ряда крупнейших отечественных и транснациональных компаний-операторов.

Полный цикл масштабного изучения и освоения углеводородного потенциала традиционных ресурсов углеводородов Западно-Сибирской мегапровинции составит не менее 100 лет, а вместе с нетрадиционными ресурсами – до полутора столетий.

Медведев А.Г. Поисково-разведочные работы ОАО «Газпром» в России в 2013 году: итоги, проблемы, перспективы дальнейших работ / А.Г. Медведев, С.Н. Сивков, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 27–32.

В 2013 г. компаниями-операторами было суммарно добыто в России 523,1 млн т нефти и конденсата, 668 млрд м³ газа. Прирост новых запасов категории В + С₁ составил: нефти и конденсата – 668 млн т; газа – 1093 млрд м³. Стратегической задачей ОАО «Газпром» в отношении развития ресурсной базы являются сохранение паритета между приростом запасов и текущей добычей, обеспечение расширенного воспроизводства запасов углеводородов (УВ) в дальнейшем. В настоящее время запасы газа Общества составляют 35,7 млрд м³. Одним из основных документов, определяющих стратегию Общества, является Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2035 года. Ее цель – обеспечение бескризисного развития компании (прирост разведанных запасов УВ-сырья в 2011–2035 гг. за счет геологоразведочных работ (ГРП) в объеме 20 млрд т у.т.).

В статье проведен мониторинг состояния и развития ГРП и минерально-сырьевой базы Общества. В связи с чем дана оценка основных регионов постановки ГРП и добычи газа на долгосрочную перспективу (Надым-Пур-Тазовский регион, п-ова Ямал и Гыдан, акватории северных морей России и Охотское море), а также до 2020 г. (Восточная Сибирь и Дальний Восток, где прогнозируется освоение шельфовых месторождений о. Сахалин, на суше – месторождений Республики Саха (Якутия) и Иркутской обл. и Красноярского края). Авторы полагают, что при наличии платежеспособного спроса российских потребителей и благоприятных условий на внешних рынках к 2035 г. ежегодная добыча природного газа ОАО «Газпром» может достигнуть 765 млрд м³.

Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 33–43.

Среди осадочных мегабассейнов мирового значения особое место занимают Западно-Сибирский,

расположенный на суше и частично в пределах Карского моря, и Восточно-Сибирский, который полностью расположен на суше. К этим осадочным мегабассейнам приурочены крупные по размерам и величине углеводородного потенциала нефтегазонасыщенные мегапровинции.

Именно освоение углеводородного потенциала Западной Сибири позволило России в короткий срок занять лидирующую позицию в мире по добыче и запасам природного газа, а по добыче нефти разделить это первенство с Саудовской Аравией. Однако по запасам обычной нефти РФ находится на четвертом месте, уступая Саудовской Аравии, Ирану и Ираку.

Метод анализа и сопоставления особенностей строения Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций, закономерностей и геостатистических данных распределения в них нефтегазонасыщенности является инструментом более глубокого их изучения.

В статье рассмотрены результаты изучения геологического строения и нефтегазонасыщенности осадочного чехла Западно-Сибирской молодой эпигерцинской плиты и древней Сибирской платформы. Приведены сравнительные характеристики важнейших геологических параметров двух крупнейших осадочных мегабассейнов и одноименных нефтегазонасыщенных мегапровинций. Показаны коренные отличия в характере нефтегазонасыщенности, в том числе в современных запасах открытых и разведанных месторождений углеводородов. По всем параметрам нефтегазонасыщенности Западно-Сибирская мегапровинция превосходит Восточно-Сибирскую в 8–15 раз. Сделан вывод об уникальных по величине потенциальных ресурсах двух анализируемых мегапровинций.

Кананыхина О.Г. Геолого-экономическое обоснование выбора первоочередных объектов для лицензирования / О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева, Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 44–48.

Статья посвящена проблеме геолого-экономического обоснования выбора перспективных объектов поиска при моделировании принятия инвестиционных решений, решение которой имеет важное значение при формировании портфеля инвестиционных проектов, связанных с освоением нефтегазовых ресурсов, и способствует повышению эффективности реализации этих проектов на ранних стадиях их «жизненного цикла» в рамках повышения обоснования методов выбора приоритетных объектов.

В настоящее время эта проблема решается в ряде современных направлений: управление ресурсами, риск-мониторинг и др. Предложены вероятностный вариант и методы экспресс-оценки локализованных ресурсов и рентабельности освоения перспективных объектов, в том числе на основе проспектив-анализа. Экспресс-методы базируются на

моделировании оценок номограмм, основанных на вероятностном развитии поискового процесса.

Составленная с учетом геолого-ресурсных параметров матрица приоритетности перспективных объектов Гыданской нефтегазоносной области (НГО) указывает на наличие рентабельных субэкономических объектов. Дифференциация этой матрицы позволяет провести кластер-анализ в том числе и для решения задач геолого-экономического ранжирования. Авторами представлены результаты геолого-экономической кластеризации Гыданской НГО, позволяющие определить приоритетные объекты для проведения геологоразведочных работ (ГРП) на основе их геолого-экономической оценки.

Предлагаемые методы геолого-экономического ранжирования перспективных территорий являются базой для регионально-зональной стратегии проведения ГРП.

Силантьев Ю.Б. Особенности геологического строения и нефтегазонасыщенности северо-западной части каспийского моря / Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 49–55.

Северо-Западный сектор Каспийского моря находится в зоне с доказанной нефтегазонасыщенностью (Прикаспийской впадины «Северного блока» НК «Лукойл»). Однако проведенный комплексный анализ геолого-геофизической информации указывает на невысокие перспективы нефтегазонасыщенности северо-западного сектора Каспийского моря. Сравнительно низкая геолого-геофизическая изученность рассматриваемой части ограничивает достоверность моделирования особенностей строения и оценки нефтегазонасыщенности.

Это указывает на необходимость проведения углубленного анализа сформированного банка данных с целью извлечения не востребованной ранее информации. Комплексный анализ имеющейся геолого-геофизической информации позволил выявить новые особенности строения, в том числе наиболее мощного автохтонного комплекса пород в районе Каракульско-Смушковой зоны дислокаций. В настоящее время основные перспективы связаны с мезозойским аллохтонным комплексом северного Каспия. В пределах этого комплекса прогнозируется многообразие типов ловушек углеводородов. Проведенное 2D моделирование полей катагенеза указывает на наличие двух этапов генерации УВ в тафрогенном комплексе и одного в плитном.

Низкая изученность автохтонного комплекса Каракульско-Смушковой зоны позволяет оценить ее нефтегазовый потенциал. Имеющиеся результаты бурения в пределах этой зоны выявили высокую степень катагенеза погребенной органики и преобладание агрессивных компонентов газа, что обуславливает высокие геэкономические риски. Отсутствие развития флюидоупоров ограничивает УВ-аккумуляционный потенциал рассматриваемой части Каспийского моря. Ожидается открытие лишь

малых месторождений газа. Освоение этих месторождений характеризуется высокими экологическими рисками.

Соборнов К.О. Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России / К.О. Соборнов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 56–61.

Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ имеет огромное значение для нефтегазовой отрасли. В последнее время важность развития сырьевой базы добычи нефти и газа приобретает особое значение. Как показывает анализ результативности работ, их успешность определяется сочетанием высокопродуктивных направлений работ, а также наличием соответствующих геотехнологий. Этим обеспечиваются крупные серийные открытия. На сегодняшний день получили развитие три потенциальных направления геологоразведочных работ, способных обеспечить значительный прирост запасов газа – освоение ресурсов Арктики, разработка сланцевых толщ и опосредованное складчатонадвиговых поясов.

Анализ проведения ГРП в различных складчатых поясах мира позволил выявить ряд особенностей, которые ранее не принимались во внимание в качестве положительных аргументов при оценке перспектив нефтегазоносности этих зон. Преимущества проведения работ в складчатонадвиговых поясах обусловлены следующими факторами. Во-первых, как показывает мировой опыт, в этих зонах сконцентрированы огромные ресурсы углеводородного сырья. Во-вторых, многие из них находятся в районах с развитой инфраструктурой (Урал, Предкавказье, Патомская зона). В-третьих, в отличие от работ на Арктическом шельфе и сланцевых проектах работы в складчатонадвиговых поясах могут успешно осуществляться с помощью отечественных технологий.

Проведение поисково-разведочных работ в пределах складчатонадвиговых поясов на основе современных технологий может послужить основой успешного развития ресурсной базы добычи газа в России.

Соин Д.А. Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 62–69.

На основании анализа термобарических условий залегания ачимовской толщи (АТ) северных районов Западной Сибири выявлена зональность распределения залежей углеводородов (УВ) разного фазового состояния. Установлено, что нефтесодержащие скопления распространены во всех интервалах температур и давлений, при этом глубины залегания отдельных нефтяных залежей

достигают 4000 м. Распространение газоконденсатных скоплений за редким исключением начинается с глубины 3400 м в зонах геотемператур 95–115 °С и аномально-высоких пластовых давлений (41–64 МПа) с коэффициентом аномальности 1,6–1,9. Преимущественная нефтеносность характерна для южных районов Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), смешанным характером нефтегазоносности отличаются центральные и северные районы НПТР.

Рассмотрены вопросы формирования скоплений нефти и газа в ачимовской толще. В частности установлено, что уровень катагенеза практически во всем объеме АТ находится в интервале, соответствующем «нефтяному окну». По мнению авторов, залежи УВ являются сингенетичными отложениями АТ. Современная картина размещения залежей не противоречит расчетам, при этом в ограниченном масштабе допускается возможность перетоков из нижележащих пород.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства пород обуславливают нахождение части ачимовских залежей в зонах распространения плотных нетрадиционных коллекторов. Коллекторские свойства пород АТ, помимо первичных литолого-фациальных особенностей, находятся в зависимости от глубин их залегания, что обусловлено их гравитационным уплотнением и катагенетическим преобразованием. На основании статистической обработки результатов испытания скважин в АТ, а также распределения разведанных запасов УВ в НПТР положение зоны плотных коллекторов в разрезе прогнозируется на глубинах 3,8–4,0 км и более.

Проведенные исследования позволяют прогнозировать наличие залежей, различных по фазовому состоянию УВ в предполагаемых зонах развития АТ в Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях, а также на прилегающих акваториях. Однако ухудшение качества коллекторов обусловит нахождение части УВ в зонах распространения плотных коллекторов.

Гризик А.Я. Перспективы нефтегазоносности поднадвиговой структуры Шахринав (Республика Таджикистан) / А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Р.Ф. Садртдинов, А.В. Ворожбицкий // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 70–76.

В результате проведения ОАО «Газпром» гравиразведочных и сейсморазведочных работ МОГТ-3D (2009–2010 гг.) на лицензионной площади Сарикамыш (Республика Таджикистан) выявлена и подготовлена по палеогеновым и меловым отложениям перспективная для поисков залежей углеводородов поднадвиговая структура Шахринав.

В 2013 г. завершено бурение поисково-оценочной скв. № 1-п Шахринав с забоем 6450 м, ставшей не только самой глубокой скважиной в пределах Кафирниганской антиклинальной зоны Афгано-Таджикской впадины (АТВ), но и во всей Центральной Азии. Результаты бурения позволяют

впервые практически в полном объеме изучить палеоген-меловой разрез автохтонного (поднадвигового) блока, включая отложения нижнего мела (бар-ремский ярус).

Окончательные выводы о перспективах нефтегазоносности отложений автохтонного блока будут сделаны по результатам испытания скв. № 1-п Шах-ринав. Однако уже на данном этапе геологоразведочных работ получена ценная информация о геологическом строении исследуемого района, литологическом составе пород, а также о термобарических пластовых условиях поднадвигового блока.

В результате работ подтверждено наличие обширного Бабатагского надвига, а также предположение о схожести литолого-стратиграфического строения и состава надвиговой (аллохтонной) и поднадвиговой (автохтонной) частей разреза.

По данным геофизических исследований и предварительным результатам исследования отобранного керна, сделан вывод о том, что наибольший поисковый интерес в палеогеновых отложениях автохтонного блока представляют бухарские слои, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов которых оказались выше, чем в алайских и акджарских слоях.

В разрезе меловых отложений автохтонного блока наилучшей открытой пористостью обладают породы сеномана и апта. Наиболее проницаемыми оказались породы сеномана.

Давыдова Е.С. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий / Е.С. Давыдова, О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалёва // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 77–81.

Фундаментальное значение для развития нефтяной и газовой отраслей промышленности любой страны имеет наличие достаточной минерально-сырьевой базы (МСБ) в виде текущих запасов газа и жидких углеводородов, перспективных + прогнозных (неоткрытых) ресурсов.

МСБ нефте- и газодобычи России создавалась в течение всего XX в., наиболее активно – с 1961 по 1993 г. В России к 2014 г. открыто и разведано около 3300 месторождений углеводородов (УВ), в том числе газосодержащих – 913. Наибольшее число месторождений (более 900), а также крупнейших, гигантских и уникальных скоплений открыто в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), приуроченной к одноименному осадочному мегабассейну.

Большая часть начальных разведанных запасов газа мегапровинции сосредоточена в 4 уникальных нефтегазоконденсатных месторождениях (Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Заполярное). К сверхгигантским скоплениям газа относятся 3 месторождения, гигантским – 21, крупнейшим – 29.

В работе приводится геостатистика крупнейших гигантских и уникальных газосодержащих месторождений (КГУГМ) Западно-Сибирской мегапровинции. На долю 57 КГУГМ приходится 48,8 трлн м³ начальных разведанных запасов свободного газа.

Проанализированы закономерности и особенности размещения месторождений крупнее 100 млрд м³ каждое, большинство из которых открыты в Надым-Тазовском междуречье на севере Западной Сибири.

Сделаны выводы об условиях формирования КГУГМ, а также о количестве и предполагаемых запасах газа еще неоткрытых (прогнозируемых) месторождений.

По оценке авторов, к завершению масштабных поисково-разведочных работ будет открыто еще до 30 крупнейших и гигантских месторождений (преимущественно на шельфе Карского моря), а их суммарные запасы (с учетом накопленной добычи) к 2050 г. составят 70–75 трлн м³ (около 65 % от потенциальных ресурсов газа Западно-Сибирской мегапровинции).

Подурушин В.Ф. Тектоника Геофизического мезовала (север Западной Сибири) / В.Ф. Подурушин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 82–98.

Предметом исследования являлись структура и история развития района Геофизического мезовала, расположенного на западе Гыданского п-ова. Задачей исследования был анализ временного разреза в северной половине регионального сейсморазведочного профиля 105. Методика выполнения работы включала прослеживание отражающих горизонтов и последующий структурно-парагенетический анализ полученного изображения. В результате проведенного исследования установлена важная роль надвигов в структуре Геофизического мезовала.

В нижней части разреза блок промежуточного структурного этажа надвинут на триасовые породы, заполнившие среднетриасовый грабен. Время надвижения определяется началом ранней юры по возрасту не затронутых дислокацией нижнеюрских отложений.

Структура собственно Геофизического мезовала охватывает верхнеюрско-аптский стратиграфический интервал и образована надразломной антиклиналью, возникшей в аллохтоне над фронтальной частью надвига. С севера и юга мезовал ограничен продольными сбросами, внутри осложнен поперечным грабенообразным прогибом. Амплитуда горизонтального перекрытия отражающего горизонта Б по надвику составляет 2 км. Структура Геофизического мезовала наиболее ярко выражена до кровли аптского яруса (отражающий горизонт М'). Далее она постепенно выполаживается и в сеноманских отложениях исчезает, переходя в погребенное состояние.

С наличием надвигов могут быть связаны разрывы и сдвигание продуктивных пластов, структурные ловушки в аллохтоне и автохтоне надвига,

возникновение тектонических экранов. Эти особенности необходимо учитывать при геолого-технологическом и гидродинамическом моделировании как Геофизического, так и структурно-близких ему месторождений Нурминского мегавала и Мессояхского порога.

Коротков С.Б. Литолого-стратиграфическое районирование глубокозалегающих рифей-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы на лицензионных объектах ОАО «Газпром» / С.Б. Коротков, В.Е. Крючков, Е.В. Семёнова, А.А. Франчук // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 89–98.

В разрезе осадочного чехла Сибирской платформы (СП) выделены три нефтегазоносных комплекса: верхнерифейский карбонатный, нижневендский терригенный, венд-нижнекембрийский карбонатный, в которых выявлены разные по запасам месторождения углеводородов (УВ). К настоящему времени в ходе поисково-разведочных работ, выполняемых разными геологическими организациями, накоплен большой массив разрозненной литолого-стратиграфической информации, которая представляет огромную научную ценность для специалистов в области литологии и стратиграфии.

В процессе детального расчленения геологического разреза наши предшественники использовали различные варианты местных стратиграфических схем с разными названиями разновозрастных отложений, что существенно затрудняет их практическое использование геофизиками и геологами нефтегазовых компаний. Однако для повседневной работы и принятия управленческих решений требуются упрощенные схемы.

В настоящей работе разрозненные данные сведены в литолого-стратиграфические колонки, составленные на основе разрезов осадочного чехла базовых месторождений Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха (Якутия).

Для нефтегазоносных комплексов Сибирской платформы и Вилуйской синеклизы на лицензионных участках Группы Газпром составлены авторские сводные литолого-стратиграфические колонки осадочного чехла. За основу каждой из них приняты литотипы, характерные для базовых месторождений данного региона и прилегающих территорий. Описаны особенности осадконакопления, условия формирования продуктивных пластов и флюидоупоров, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Большое внимание уделено административному делению территорий.

Рыжов А.Е. Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова (Рыжова), Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна // Вести газовой науки: Проблемы

ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 99–105.

В осадочном чехле Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения встречаются многочисленные и разнообразие дизъюнктивные дислокации со смещением, среди которых доля сквозных нарушений относительно невелика. Уверенно выяснить направленность и положение на площади отдельных разрывов удастся не всегда. Объясняется это длительной историей формирования Непско-Ботуобинской антеклизы, к которой в тектоническом плане приурочено Чаяндинское месторождение, и активной геодинамической составляющей.

Статья посвящена выяснению строения паршинской свиты нижнего венда в южной части Саманчакитского блока на Чаяндинском месторождении. На корреляционной схеме выделен ряд синхронных реперных горизонтов посредством которых проведено расчленение и корреляция разрезов скважин. Палеоструктурные и геологический профили дают возможность показать историю формирования и провести анализ толщин отдельных мелких стратиграфических подразделений, а также на этой основе выявить наличие внутриформационного разлома, который повлиял на расположение границ распространения скоплений газообразных и жидких углеводородов.

Саманчакитский блок представляет собой очень сложный геологический объект. Терригенные породы нижнего венда характеризуются высокой макро- и микронеоднородностью. Породы-коллекторы продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу постоянно выклиниваются, замещаются и размываются. Проследить, как они взаимодействуют друг с другом в разных скважинах, довольно трудно. На это накладывается наличие большого числа разрывных нарушений – выявленных с помощью сейсморазведки и пробуренных скважин и тех, что еще предстоит выявить.

В статье приводятся результаты испытаний и опробования скважин, которые однозначно указывают на то, что существующая модель Чаяндинского месторождения требует дальнейшего уточнения.

Кошелев А.В. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 106–115.

Уникальное по запасам Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является базовым объектом газодобычи на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и разрабатывается с 1978 г. Длительность промышленной разработки и высокая степень выработки запасов сеноманского и неокомского продуктивных комплексов обусловили возникновение ряда проблем. Одна из них – интенсивное избирательное и очаговое обводнение залежей.

При разработке залежей в режиме истощения пластовой энергии техногенные и пластовые воды (подошвенных и законтурные) поступают в газоносную часть залежей, изменяя при этом компонентный состав и минерализацию вод.

Результаты гидрохимического анализа (ГХА) жидкостей из скважин в процессе разработки и обводнения залежей свидетельствуют о закономерном изменении состава пластовых вод по разрезу и площади месторождений. Анализ и обобщение данных ГХА позволяют определять источник(и) вод и уточнять направления внедрения подошвенных и контурных вод.

Для диагностики пластовых и техногенных вод, участвующих в обводнении разрабатываемых залежей Уренгойского НГКМ, в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» организована систематическая работа по определению их типа, минерализации, состава и микрокомпонентов в добывающих скважинах, залежах и эксплуатационных объектах продуктивных пластов разного возраста.

Представлены результаты комплексных исследований по определению и уточнению коррелятивных гидрохимических компонентов и диагностических критериев пластовых вод разных объектов разработки Уренгойского НГКМ.

Использование выявленных коррелятивных гидрохимических критериев позволяет повысить эффективность гидрохимического контроля за обводнением объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ.

Васильев Ю.Н. основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 116–120.

В статье рассмотрен системный подход к оценке важнейшей характеристики освоения газового месторождения – полноте извлечения газа из залежи.

Рассмотрены следующие модификации коэффициента газоотдачи: газоотдача коммерческая (на дальний транспорт, с учетом местных нужд) и конечная потенциальная (технологически достижимая, потенциально возможная). Показано, что полнота извлечения углеводородов из пласта является категорией технико-экономической и вследствие этого зависящей от двух групп факторов – природных (геологических) и не природных (технических и экономических). Подробно рассмотрены семь факторов, существенно влияющих на значение конечного коэффициента газоотдачи.

Детально изложены технико-технологические факторы, повышающие коэффициент конечной газоотдачи. Перечислены наиболее существенные экономические факторы, от которых непосредственно зависит коэффициент конечной газоотдачи.

Показано, что процесс определения конечных коэффициентов газоотдачи и учет их при подсчете

объемов извлекаемых запасов газа должен иметь стадийный (этапный) характер).

Выделены четыре основных этапа, различающихся между собой условиями, возможностями, средствами и надежностью определения коэффициентов конечной газоотдачи: на стадии первоначального рассмотрения и утверждения запасов; начального проектирования разработки; уточнения значений коэффициентов конечной газоотдачи; с учетом данных разработки по результатам опытно-промышленной эксплуатации;

В приведенной таблице даются значения фактических коэффициентов конечной газоотдачи в зависимости от ряда факторов, приводимых в статье. Таблица построена на основе анализа результатов эксплуатации более ста месторождений (самостоятельно разрабатываемых залежей), законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки.

Кондрашов А.В. Многометодная спектрометрическая аппаратура ядерного каротажа для исследований газовых скважин / А.В. Кондрашов, А.О. Габбасова, Е.В. Судничникова, Р.Р. Куйбышев, И.З. Миннуллин, С.Т. Мамлеева, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, А.И. Лысенков, В.И. Борисов, В.И. Шамшин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 121–128.

Рассмотрены задачи, решаемые ядерно-геофизическими методами на газовых месторождениях, и предпосылки создания комплексной аппаратуры радиоактивного каротажа КСПРК-Ш.

Исследование газовых скважин имеет специфические особенности, что ограничивает применение скважинных приборов больших диаметров и исключает использование геофизических методов, не работающих в газовой среде. Для ядерно-геофизических методов условия исследований газовых скважин не являются неблагоприятными, поэтому они широко применяются на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ).

Для решения нетрадиционных задач, а также для расчета литологической модели вскрытых скважиной отложений необходимо применение наиболее информативных методов. К ним относятся прежде всего спектрометрические модификации ядерного каротажа, позволяющие решать геолого-геофизические задачи не только по определяемым ядерно-физическим свойствам исследуемых сред, но и на основании оценки их элементного состава.

Для исследования газовых скважин ядерными методами ЗАО НПФ «ГИТАС» и ОАО НПП «ВНИИГИС» был создан аппаратно-методический комплекс ядерного каротажа, состоящий из малогабаритных скважинных приборов СПРК и СНГК-Ш, позволяющих выполнять измерения через газозапорное оборудование для оценки содержания радиационно-активных элементов в исследуемых горных породах, определения минералогической плотности исследуемых сред и характера насыщения коллекторов.

На основании анализа результатов применения разработанной аппаратуры создан новый комплексный прибор, совместивший возможности ранее разработанных спектрометров (КСПРК-Ш), а также модификация МИД-С, дополненная по заказу ОАО «Газпром». В настоящее время первые образцы новой комплексной аппаратуры проходят апробацию.

Перспективы применения новой комплексной аппаратуры радиоактивного каротажа на газовых месторождениях и ПХГ обусловлены высокой информативностью реализованного в ней комплекса методов, отсутствием ограничений по времени использования и более низкой стоимостью по сравнению с приборами импульсной модификации нейтронных методов.

Силантьев Ю.Б. Нефтегазовая геостатистика Вьетнама в связи с прогнозом новых открытий / Ю.Б. Силантьев, Фи Мань Тунг // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 129–131.

Статья посвящена необходимости формирования геостатистического мониторинга нефтегазового потенциала стран, в пределах которых ОАО «Газпром» реализует свои инвестиционные проекты. Рассмотрены современные особенности минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли Социалистической республики Вьетнам (СРВ), которая характеризуется высокой разведанностью ресурсов и выработанностью запасов нефти и сравнительно невысокой освоенностью газового потенциала. В основном это обусловлено

первоочередной значимостью нефтяного потенциала, освоение которого не требует уровня затрат, связанного с необходимостью строительства газотранспортных систем. Это определило более высокий уровень обеспеченности добычи для газа, чем для нефти.

Нефтегазоносность СРВ связана с субмеридиональной системой осадочных бассейнов, сформировавшихся в условиях сдвиговой тектоники Подвижного пояса и влияния спрединга Южно-Китайского моря. Последний обусловил развитие процессов терригенной, в том числе лавинной седиментации и наличие вулканогенных тел, с которыми связана нефтегазоносность фундамента. К породам фундамента приурочено гигантское месторождение – Белый Тигр.

Результаты проведенной оценки начальных потенциальных ресурсов нефти и газа на основе геолого-имитационного моделирования указывают на вероятность обнаружения значительного количества нефтегазовых объектов, однако большая часть их, вероятно, концентрирует запасы менее 3 млн т у.т. – 75 % по нефти и 72 % по газу, что указывает на малую рентабельность их освоения.

Более низкая разведанность ресурсов газа позволяет ожидать выявление более рентабельных скоплений. В то же время низкая изученность фонда перспективных структур указывает на высокие геологические риски при их освоении.

Представленная информация показывает, что существуют сравнительно высокие перспективы формирования ресурсно-добычного потенциала в газодобывающей отрасли СРВ и возможности развития внутреннего газового рынка.

Annotated list of articles

Salina L.S. Vladlen Ivanovich Ermakov – outstanding geologist of gas industry in Russia / L.S. Salina, Yu.B. Silantiev, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 5–7.

The article is devoted to the well-known scientist, geologist, doctor of geology and mineralogy, professor Vladlen Ivanovich Ermakov (1924–1998), has worked for 37 years in VNIIGAZ and from 1973 to 1988 headed the geological direction of the institute.

Skorobogatov V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives / V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 8–26.

The significant importance of the unique Western Siberian oil and gas producing megaprovince for the gas industry and the raw materials MRB (mineral resources base) is widely acknowledged. It was discovered over 60 years ago. Almost 25 % of the discovered oil and gas fields of Russia are located in the Western Siberia. Unique gas fields – Urengoykskoye, Yamburgskoye, Medvezhye, Zapoliarnoye, Bovanenkovskoye, Kharsaveyskoye, etc. have been rather important for the provision of a high level of gas production in the country for many decades in a row.

The article covers the intermediate results of the geological surveying and development of the Western Siberian resources, it offers an interpretation of their role in the development of MRB of the country's and Gazprom JSC's gas industry. It reflects the results obtained by the author during many years of the research of the geological structure and the oil and gas content of the unique Western Siberian sedimentary megabasin and the cognominal megaprovince. It provides a detailed analysis of oil and gas geostatistics for the discovered fields of hydrocarbons (905), including the largest and gigantic fields (over 300 bln. m³ and 1 trl. m³). Regularities and features of hydrocarbons distribution in Cenomanian formations of Lower Cretaceous and Jura were analyzed. The real initial, potential and forecast gas and oil resources were evaluated. The overall hydrocarbons potential of the megaprovince was evaluated at 240–250 bln. t. s. f. (geol.), the overall number of fields – 4300–5000.

The industrial development of the huge hydrocarbons potential of the Arctic soils of the Western Siberian oil producing megaprovince is the transnational task and requires the unification of the financial capacities, the use of the most advanced equipment and innovation technologies of a whole range of the largest domestic and transnational operator companies.

The full cycle of a massive research and development of the hydrocarbons potential of the traditional hydrocarbons resources of the Western Siberian megaprovince will come to at least 100 years, and together with non-traditional resources – up to 150 years.

Medvedev A.G. Prospecting and exploration works of Gazprom JSC in Russia in 2013: results, problems, perspectives of future works / A.G. Medvedev, S.N. Sivkov, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 27–32.

In 2013, the operator companies on the whole produced 523,1 mln. tons of oil and condensate, 668 bln. m³ of gas in Russia. The increment of new reserves of B + C₁ category amounted to the following: oil and condensate – 668 mln. t; gas – 1093 bln. m³. The strategic task of Gazprom JSC in relation to the development of the resource base is to maintain the parity between the increment of reserves and the current production, to ensure the expanded reproduction of hydrocarbons reserves in the future. At present the gas reserves of the Company amount to 35,7 bln. m³. One of the main documents determining the Company strategy is the Program for the development of the mineral resources base of the gas industry till 2035. Its objective is to ensure the crisis-free development of the Company (increment of the explored reserves of raw hydrocarbons in 2011–2035 through geological prospecting works (GPW) in the scope of 20 bln. t. s. f.).

The article contains the monitoring of the state and development of GPW and of the mineral resources base. Due to this, an evaluation is provided for the main regions of GPW and gas production for the long-term prospective (Nadym-Pur-Tazovsky region, Yamal peninsula and Gidan peninsula, water areas of the RF northern seas and the Sea of Okhotsk), as well as till 2020 (The Eastern Siberia and the Far East, where the development of shelf fields of the Sakhalin island is forecast, on the shore – the fields in the Republic of Sakha (Yakutia) and the Irkutsk, Krasnoyarsk region). The authors believe that, with an effective demand from the Russian consumers and favorable conditions on foreign markets, by 2035 the annual production of natural gas by Gazprom JSC may come to 765 bln. m³.

V.A. Skorobogatov, Comparative oil and gas geostatistics of the Western Siberian and Eastern Siberian megaprovinces / V.A. Skorobogatov, E.S. Davydova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 33–43.

Among the sedimentary megabasins of the global importance the special place is occupied by the Western

Siberian megabasin located on the shore and partially within the limits of the Cara Sea, and the Eastern Siberian megabasin, which is fully located on the shore. Oil and gas provinces, large in size and the scope of the hydrocarbons potential, are confined to these sedimentary megabasins.

It was exactly the development of the hydrocarbons potential of the Western Siberia that allowed Russia, in a short period of time, to take a leading position in the global production and storage of natural gas, and the share the oil production leadership with the Saudi Arabia. However, as far as the conventional oil goes, the RF is on the fourth place, behind the Saudi Arabia, Iran and Iraq.

The method of analysis and comparison of the structural features of the Western Siberian and the Eastern Siberian megaprovinces, the regularities and geostatical data of the oil and gas content distribution in them is an instrument of their deeper research.

The article reviews the results of the study of the geological structure and the oil and gas content of the sedimentary sheath of the young epi-Hercynian Western Siberian plate and the old Siberian platform. There are comparative characteristics provided for the most important geological parameters of two largest sedimentary megabasins and cognominal oil and gas producing megaprovinces. The fundamental differences in the character of the oil and gas content, including in the modern reserves of open and explored hydrocarbons fields were indicated. According to all parameters, the oil and gas content of the Western Siberian megaprovince is bigger than the oil and gas content of the Eastern Siberian province by 8–15 times. The conclusion was made about the unique in size potential resources of the two analyzed megaprovinces.

Kananykhina O.G. Geological and economic justification for the selection of primary objects for licensing / O.G. Kananykhina, E.D. Kovaleva, Yu.B. Silantiev, T.O. Khaloshina // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 44–48.

The article is devoted to the problem of the geological and economic justification for the selection of perspective search areas in the course of modeling of taking investment solutions, which bears a significant importance when forming the portfolio of investment projects related to the development of oil and gas resources, and contributes to an improved efficiency of the implementation of these projects at the early stages of their «life cycle» within the frame of expanding the justification of the priority areas selection methods.

At present this problem is resolved at a number of modern lines of work: resources management, risk monitoring and so forth. Probability option and participatory rapid assessments of localized resources and cost-effectiveness of the development of perspec-

tive areas were offered, including on the basis of prospect analysis. Rapid assessment methods are based on nonograms assessment modeling based on the probable development of the prospecting process.

The matrix of priority of the perspective areas of the Gidansk oil and gas area (OGA), compiled taking into account the geological and resource parameters, indicates the availability of cost-effective, subeconomic areas. Differentiation of this matrix allows carrying out a cluster analysis, including for resolving the tasks of geological and economic ranking. The authors provided the results of the geological and economic clusterization of the Gidansk OGA (oil and gas area) allowing to determine the priority areas for carrying out geological prospecting works (GPW) on the basis of their geological and economic assessment.

The suggested methods of geological and economic ranking of perspective territories are the basis for the regional and zonal strategy of carrying out GPW.

Silantiev Yu.B. Specifics of the geological structure and the oil and gas content of the Northern West area of the Caspian Sea / Yu.B. Silantiev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 49–55.

The Northern Western sector of the Caspian Sea is located in the area with the proven oil and gas content (Peri-Caspian depression of the «Northern block», OC Lukoil). However, the integrated analysis of the geological and geophysical information indicates at the low perspectives of oil and gas content of the Northern-Western sector of the Caspian Sea. Comparatively low geological and geophysical knowledge of the reviewed area restricts the accuracy of modeling of the specifics of structure and the assessment of oil and gas content.

It indicates the need for carrying out an in-depth analysis of the formed data bank with the purpose of extracting the information that was not in demand previously. An integrated analysis of the available geological and geophysical information allowed detecting new structural specifics, including the most powerful autochthonous rocks complex in the area of the Karakulsk-Smushkovskaya dislocation area. At present most of the perspectives are related to the Mesozoic allochthonous complex of the North Caspian. Within the limits of this complex a variety of hydrocarbons traps is envisaged. 2D modeling that was carried out for the katagenesis fields is indicative of two stages of hydrocarbons generation in the taphrogenic complex and of one – in the plate complex.

Low knowledge of the autochthonous complex of the Karakulsk-Smushkovskaya zone allows assessing its oil and gas content. The available drilling results within the limits of this zone showed a high degree of katagenesis of the buried organics and the predominance of aggressive gas components, which determines high geoeconomic risks. Lack of the development of imperme-

able beds restricts the accumulation potential of hydrocarbons in the reviewed part of the Caspian Sea. Only small gas fields are expected to be discovered. Development of these fields is characterized by high environmental risks.

Sobornov K.O. Options for increasing the resources base of gas production in the fold belts of Russia / K.O. Sobornov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 56–61.

Efficiency of geological oil and gas prospecting works has a large importance for the oil and gas industry. Recently the importance of the development of the raw materials base for the production of oil and gas has been increasingly important. As the analysis of works efficiency indicates, their success is determined by the combination of highly productive work areas and the availability of respective geotechnologies. Large serial discoveries are ensured by this. As of present, we have obtained the development of three potential areas of geological prospecting works that are capable of providing a significant increase in the growth of gas resources – the development of Arctic resources, the development of shale folds and the prospecting for fold and thrust belts.

The analysis of GPW application in various fold belts of the world has allowed detecting a number of specifics which were not taken into consideration earlier as the positive arguments in the course of evaluation of oil and gas production perspectives for these areas. The advantages of carrying out works in fold and thrust belts are stipulated by the following factors. First of all, as the global experience indicates, large resources of hydrocarbons are accumulated in these areas. Secondly, many of them are located in the areas of developed infrastructure (Ural, Pre-Caucasian region, Patomskaya zone). Thirdly, in difference from the works on the Arctic shelf and shale projects, the works in the fold and thrust belts can be successfully carried out with the domestic technologies.

Carrying out prospecting and exploration works within fold and thrust belts on the basis of modern technologies can serve as the foundation for the successful development of the resource base for gas production in Russia.

Soin D.A. Katageneric control over the formation and distribution of hydrocarbons deposits in the Achimovsky deposits of northern areas of the West Siberia / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 62–69.

On the basis of the analysis of thermobaric conditions of the Achimovsky stratum (AS) of the northern areas of the Western Siberia, zonality of the distribution of hydrocarbons of various phase state was determined.

It was determined that oil containing accumulations are spread throughout all temperature intervals and pressure values, at that, the depth of certain oil accumulations amounts to 4000 m. Distribution of gas condensate accumulations, with rare exceptions, begins from the depth of 3400 m in the zones of geotemperatures 95–115 °C and abnormally high formation pressures (41–64 MPa) with the abnormality coefficient 1,6–1,9. The primary oil content is typical for the southern areas of Nadim-Pur-Tazovsk region (NPTR), central and northern areas of NPTR possess a mixed oil and gas content.

Issues of the formation of oil and gas accumulations in the Achimovsky stratum (AS) were reviewed. It was determined that the level of katagenesis virtually in the whole scope of AS lies within the interval corresponding to the «oil window». The authors believe that the hydrocarbons deposits are idiogenous AS deposits. The modern picture of the deposits distribution doesn't contradict the calculations, at that, the possibility of overflows from the lower strata is allowed for.

Low reservoir permeability and porosity determine the location of a part of the Achimosky deposits in the areas of distribution of dense non-conventional reservoirs. The reservoir properties of AS rocks, besides the primary lithologic and facies properties, depend on the depth of their occurrence, which is dependent on their gravitational compaction and katagenetic transformation. On the basis of the statistical processing of wells testing results in As, as well as on the distribution of the prospected hydrocarbons reserves in NPTR, the position of the zone of tight reservoirs in the cross-section is forecast at the depth of 3,8–4,0 km and deeper.

The research that was carried out allows forecasting the availability of deposits with various hydrocarbons phase state in the suggested areas of AS development in the Yamal and Gidansk oil and gas producing areas, as well as in the adjacent water beds. However, deterioration of the reservoirs quality will determine the position of a part of hydrocarbons in the areas of distribution of tight reservoirs.

Grizik A.Ya. Perspectives of oil and gas production of the subthrust structure ShakhriNAV (Republic of Tajikistan) / A.Ya. Grizik, Yu.I. Zabolotnaya, R.F. Sadrtidinov, A.V. Vorozhbitsky // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 70–76.

As a result of gravi-exploration and seismic exploration works MOGT-3D (2009–2010) carried out by Gazprom JSC on the licensed area Sarikamish (Republic of Tajikistan), the subthrust structure ShakhriNAV, with perspectives for the hydrocarbons exploration, was discovered and prepared as to Paleogene and Cretaceous deposits.

In 2013, the drilling of the exploration and evaluation well N 1-p ShakhriNAV with the bottom hole 6450 m was completed. It became the deepest well not

only within the limits of the Kafirniganskaya anticline zone of the Afghan-Tajik depression (ATD), but also in the whole Central Asia. The drilling results allow, for the first time, almost a full study of the Paleogene Cretaceous cross-section of the autochthonous (sub-thrust) block, including the Low Cretaceous deposits (Barremian stage).

The final conclusions as to the perspectives of the oil and gas production of the deposits of the autochthonous block will be made according to the testing results on the well № 1-p Shakhriyav. However, at this stage of geological exploration works the valuable information was obtained as to the geological structure of the explored area, the lithological composition of reservoir and the thermobaric formation conditions on the sub-thrust block.

As a result of the works, the presence of a large Babatagsky thrust was confirmed, as well as the suggestion on the similarity of the lithologic and stratigraphic composition and structure of the thrust (allochthonous) and the subthrust (autochthonous) parts of the cross-section.

According to the results of the geophysical research and the preliminary results of the study of the selected soil, the conclusion was made that the biggest exploration interest in the paleogene deposits of the autochthonous block represent the Bukhara strata, whose reservoir permeability and porosity turned out to be higher than in the Alaya and Adjara strata.

Cenomanian and Aptian rocks have the most open porosity in the cross-section of the Cretaceous deposits of the autochthonous block. The Cenomanian rocks turned out to be the most permeable.

Davydova E.S. Largest, gigantic and unique fields of free gas in the Western Siberia: the results of explorations, surveying and development, the perspectives of new discoveries / E.S. Davydova, O.G. Kananykhina, E.D. Kovaleva // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 77–81.

Availability of a significant mineral resources base (MRB) in the form of current deposits of gas and liquid hydrocarbons, in the perspective + forecast (undiscovered) resources has the fundamental value for the development of the oil and gas industry.

MRB of oil and gas production of Russia was established throughout the whole 20th century, most actively – since 1961 till 1993. Over 3,300 fields of hydrocarbons, including the gas containing ones – 913, were discovered and explored in Russia by 2014. Most of the fields (over 900), as well as the largest, gigantic and unique accumulations were opened within the Western Siberian oil and gas megaprovince (WSOGM), named after the cognominal sedimentary basin.

Most of the initially explored gas reserves in the megaprovince are located in 4 unique oil and gas fields

(Urengoykoye, Yamburgskoye, Bovanenkovskoye, Zapoliarnoye). There are 3 supra-gigantic gas accumulations, 21 gigantic ones and 29 large ones.

The work contains the geostatistics of the largest gigantic and unique gas containing fields (LGUGCF) of the Western Siberian megaprovince. 57 LGUGCF contain 48.8 trln. m³ of the initially explored reserves of the free gas.

Regularities and specifics of the location of the fields over 100 bln. m³ each were analyzed, most of them were discovered in the Nadim-Tazovskoye inter-stream on the north of the Western Siberia.

Conclusions were made as to the conditions of LGUGCF formation and the number of the suggested (forecast) gas fields.

According to the estimate of the authors, by the completion of large-scale exploration and prospecting works 30 largest and gigantic fields will be discovered (primarily on the Cara Sea shelf), and their total reserves (taking into account the accumulated production) by 2050 will amount to 70–75 trln. m³ (around 65 % from the potential gas resources in the Western Siberian megaprovince).

Podurushin V.F. Tectonics of the geophysical mezoval (north of the Western Siberia) / V.F. Podurushin // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 82–88.

The subject of the research was the structure and the history of the development of the geophysical mezoval region located in the west of the Gidanskoye peninsula. The task of the research was the analysis of the temporary cross-section in the northern half of the regional seismic exploratory profile 105. The methodology of carrying out works included tracking the reflecting horizons and the subsequent structural and paragenetic analysis of the obtained image. As a result of the conducted research, an important role of thrusts in the structure of the geophysical mezoval was determined.

In the lower part of the cross-section the block of the intermediate structural floor is thrust over the Triassic rocks that filled the middle-triassic graben. The time of the thrust is determined by the beginning of the early Jurassic, not affected by the dislocation of the Lower Jura deposits due to its age.

The structure of the geophysical mezoval covers the Upper-Jura-Aptian stratigraphic interval and it was created by the over-fissure anticline that originated in the allochthone above the frontal thrust area. From the north and the south the mezoval is restricted by longitudinal faults, inside it is complicated by the transverse graben-shaped fold. Amplitude of the horizontal overlap of the reflecting horizon B on the thrust amounts to 2 km. The structure of the geophysical mezoval is most vividly expressed up to the roof of the Aptian stage (the reflecting horizon M¹). Then it gradually flattens and

disappears in Cenomanian deposits transforming into the subsurface state.

With the presence of thrusts can be connected the ruptures and doubling of production formations, structural traps in Allochthone and Autochthone of the thrust, occurrence of tectonic screens is possible. These specifics should be taken into account in the course of geological and technological, hydrodynamic modeling of the geophysical and the structurally related Nurminsk megalithic bank field and the Messoyaksk threshold.

Korotkov S.B. Lithologic and stratigraphic zoning of deep lying Ripheans of the Low Cambrian deposits of the Siberian platform on the licensed sites of Gazprom JSC / S.B. Korotkov, V.E. Kryuchkov, E.V. Semenova, A.A. Franchuk // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 89–98.

In the cross-section of the sedimentary sheath of the Siberian platform (SP) there are three oil and gas producing complexes: upper-Ripheans, Carbonaceous, Lower Vendian, terrigene, Vend-Lower-Cambrian, in which various resources of hydrocarbons were detected. As of now, during the exploratory and prospecting works carried out by various geological organizations, a significant array of segmentary lithologic and stratigraphic information was stored, which represents a scientific value for the experts in the field of lithology and stratigraphy.

In the process of the detailed breakdown of the geological cross-section our predecessors used various options of stratigraphic diagrams with various names of coeval deposits, which significantly complicates their practical application by geophysics and geology experts of oil and gas companies. However, for the everyday work and taking management solutions, simplified schemes are required.

In this work separate data were brought into lithological and stratigraphic columns, compiled on the basis of cross-sections of the sedimentary sheath of base fields of the Krasnoyarsk region, the Irkutsk region and the Republic of Sakha (Yakutia).

For oil and gas complexes of the Siberian platform and the Viluyan syncline on the licensed areas of the Group, Gazprom compiled unique summary lithologic and stratigraphic columns of the sedimentary sheath. Lithotypes, characteristic for the base fields of the given region and the adjacent areas, were taken as a basis. Sediment accumulation specifics were described, as well as the conditions for the formation of productive reservoirs and fluid thrusts, the filtration and capacity properties of reservoirs. Significant attention was drawn to the administrative division of territories.

Ryzhov A.E. Determination of the degree of influence of the tectonic factor on the formation of deposits of hydrocarbons on the Samanchakitsky

block of the Chayandinskoye oil and gas condensate field / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova (Ryzhova), N.Yu. Kanunnikova, O.A. Saprina // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 99–105.

The sedimentary sheath of the Chayandinskoye oil and gas condensate field contains multiple and various disjunctive dislocations with an offset, and the share of pervasive violations among them is relatively small. It is not always possible to determine for certain the direction and position of some discontinuities on the area. It is explained by the long history of the formation of the Nepsko-Botuobinskaya antecline, to which on the tectonic plane the Chayandinskoye field is confined, as well as by the geodynamic component.

The article covers the structure of the Parshinskaya suite of the lower Vend in the south end of the Samanchakitsky block on the Chayandinskoye field. The correlation diagram has a highlighted row of synchronous reference horizons, with which the breakdown and correlation of well logs was made. Paleostructural and geological profiles allow to show the history of formation and to carry out the analysis of thickness of separate small stratigraphic divisions, as well as, on this basis, to single out the presence of the inner-formation fault, which influenced the distribution of the boundaries of the accumulation of gaseous and liquid hydrocarbons.

Samanchakitsky block represents a very complex geological object. Terrigene rocks of the Lower Vend are characterized by the high macro- and micro- non-uniformity. Reservoir formations of productive horizons, both square and cross-section wise, are continuously thinned out, displaced and eroded. It is quite difficult to track how they interact in various wells. It is overlapped by the presence of a lot of disjunctive dislocations detected with the seismic exploration and drilled wells, as well as those which are yet to be detected.

The article provides the results of testing and sampling of wells, which unambiguously indicate that the existing model of the Chayandinskoye field requires a further clarification.

Koshelev A.V. Operative hydrochemical control over the watering out of the formation waters of the development sites of the Urengoykoye oil and gas condensate field / A.V. Koshelev, G.S. Lie, M.A. Katayeva // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 106–115.

Regularities of the change of the composition of the formation waters in the cross-section and on the area of the fields and oil and gas producing complexes are required for the clarification of sources and directions of the watering out of the hydrocarbons deposits.

For the diagnostics of the formation and production waters participating in the watering out of the developed

deposits of the Urengoykoye oil and gas condensate field (OGCF), ITS Gazprom Dobycha Urengoy LLC organized systematic work on the determination of their type, mineralization, structure and micro-components in the production wells, deposits and operation areas of the production formations of the same age.

The results are provided for the integrated study to determine and to clarify the correlation hydrochemical components and diagnostics criteria of the formation waters of various development sites of the Urengoykoye OGCF.

Application of the detected correlation hydrochemical criteria allows increasing the effectiveness of the hydrochemical control over the watering out of the operation sites of the Urengoy OGCF.

Vasilyev Yu.N. The main factors influencing the rate of the ultimate gas recovery / Yu.N. Vasilyev, V.G. Ilnitskaya // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 116–120.

The article reviews the systemic approach to the evaluation of the important characteristic for the development of the gas field – complete gas extraction from the well.

The following gas recovery rate modifications were reviewed: commercial gas recovery (distant transport, taking into account the local needs) and the end, potential recovery (technologically achievable, potentially feasible). It was indicated that the completeness of the hydrocarbons extraction from the formation is the technical and economic category, which, due to this, depends on two groups of factors – the natural (geologic) and non-natural (technical, technogenic and economic). Seven factors were reviewed in detail that significantly influence the value of the gas recovery end rate.

The technical and technological factors that increase the coefficient of the end gas recovery were explained thoroughly. The most significant economic factors were indicated on which the rate of the end gas recovery depends directly.

It was proven that the process of determining the end rates of gas recovery and their calculation for the scope of the extracted gas reserves should have a stage character.

Four major stages were singled out that differ by conditions, capacities, means and reliability of determination of the rates for the end gas recovery: at the initial stage of the resources review and confirmation; initial engineering of the development; clarification of the rates of the end gas recovery; taking into account the development according to the results of the experimental industrial operation.

The provided table contains the values of factual rates of the end gas recovery depending on a number of factors indicated in the article. The table is built on the basis of the analysis of operation results for over one

hundred fields (independently developed bottom holes), which was followed by the development or were at the final stage of development.

Kondrashov A.V. Multiple method spectrometric nuclear logging apparatus for the study of gas wells / A.V. Kondrashov, A.O. Gabbasova, E.V. Sudnichnikova, R.R. Kuybishev, I.Z. Minnullin, S.T. Mamleeva, V.N. Danilenko, V.V. Danilenko, A.I. Lisenkov, V.I. Borisov, V.I. Shamshin // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 121–128.

The tasks were reviewed that are resolved with nuclear geophysical methods on gas wells, as well as the conditions for the development of the integrated instrumentation of radioactive logging KSPRK-Sh.

The research of gas wells has specific features that restrict the application of well devices of large diameters and excludes the use of geophysical methods not working in the gas medium. Gas wells research conditions are favorable for nuclear geophysical methods, hence they are widely used on gas fields and in underground gas storages (UGS).

More informative methods need to be applied in order to carry out non-traditional tasks, as well as for the calculation of the lithographic model of open well deposits. First of all, they include spectrometric modifications of the nuclear logging that allow to carry out geological and geophysical tasks not only according to the determined nuclear and physical media properties, but also on the basis of the evaluation of their elementary composition.

For the research of gas wells with nuclear methods GITAS NPF CJSC and VNIIGIS NPP JSC developed a hardware methodology complex of nuclear logging consisting of small-size well instrumentation SPRK and SNGK-Sh, allowing to carry out measurements through the gas shutting off equipment for the evaluation of the content of radioactive elements in the studied rock formations, as well as calculation of the mineralogical density of the studied media and the character of the reservoirs saturation.

A new integrated device was created on the basis of the analysis of the results of application of the developed instrumentation that combined the capacities of the previously developed spectrophotometers (KSPRK-Sh), as well as the modification MID-S, developed further upon the order of Gazprom JSC. At present the first samples of the new integrated instrumentation are being tested.

The perspectives of application of the new integrated instrumentation for radioactive logging on gas fields and underground gas storages are justified by the high information capacity of the implemented complex of measures, by the lack of use time restrictions and by the lower cost in comparison with the units of impulse modification of neutron methods.

Silantiev Yu.B. Oil and gas statistics of Vietnam in relation to the forecast of new developments / Yu.B. Silantiev, Fie Man Tung // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 129–131.

The article covers the need to establish the geo-static monitoring of the oil and gas potential in the countries, within whose borders Gazprom JSC implements its investment projects. The modern features of the mineral resources base of the oil and gas industry of the Socialist Republic of Vietnam was reviewed. This base is characterized by the high exploration maturity and the depletion of oil reserves and by a relatively little development of the gas potential. It is mainly stipulated by the primary importance of the oil potential, whose development does not require the level of expenditures related to the need to build gas transportation systems. It determined a higher level of provision for the gas production in comparison to the oil production.

The oil and gas content of Vietnam is related to the submeridian system of sedimentary basins formed under the conditions of pull-apart tectonics of the Mobile belt

and the spreading influence of the South China Sea. The latter stipulated the development of the processes terrigene and avalanche sedimentation and the presence of vulcanogenic bodies, with which the oil and gas content of the foundation is connected. The foundation rocks are confined to the gigantic field – the White Tiger.

The results of the carried out assessment of the initial potential oil and gas resources on the basis of geological imitation modeling indicate that there is an opportunity to detect a significant amount of oil and gas sites, however, most of them, most likely, concentrate the reserves of less than 3 mln. t. s. f. on oil – 75 and 72 % on gas, which indicates the low cost-efficiency of their development.

A lower exploration maturity of gas resources allows to expect the detection of more cost-effective accumulations. At the same time, the low knowledge of the fund of perspective structures points at high geological risks at their development.

The provided information indicates that there are relatively high perspectives for the formation of the resources extraction potential in the gas and oil production industry of Vietnam and the opportunities for the development of its internal gas market.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье прилагаются

1. Экспертное заключение или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. Сведения об авторах: название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. Тезисы должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. Английский перевод тезисов (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. Рисунки отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. Индекс УДК в верхнем левом углу.

2. Заголовок, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. Все сокращения должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. Числовой материал приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1.).

6. Для **математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную струк-

туру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Si), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. Рисунки (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. Постраничные сноски имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

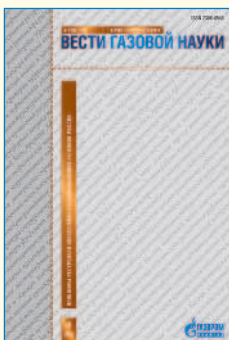
Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.



Тема № 4 (20) / 2014

Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

Тема выпуска – проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений – включает ряд актуальных вопросов, таких как: особенности эксплуатации месторождений Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки; месторождения сероводородсодержащего газа и их «вторая жизнь»; освоение новых месторождений на п-ове Ямал (прежде всего Бованенковской группы), а также газоконденсатных месторождений Восточной Сибири (Чаяндинского и Ковыктинского).

В материалах сборника детально отражены проблемы промышленной подготовки на новых объектах газодобычи, а также эксплуатации скважин и систем внутрипромыслового сбора газа и газового конденсата. Представлены результаты оригинальных исследований по актуальным проблемам разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений в различных регионах России.

Публикуются статьи специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром добыча Уренгой» и других организаций.

Сборник представляет интерес для широкого круга специалистов нефтегазового профиля, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Научные редакторы:

к.т.н. *Д.В. Изюмченко*

д.х.н., профессор *В.А. Истомин*

Рецензенты:

д.т.н., профессор *А.И. Ермолаев*

к.т.н. *С.Е. Ершов*

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru