

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ ДО 2030 Г.

5
2013

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 5 (16) 2013

Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.

Издается

с 2010 г.



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

Главный редактор П.Г. Цыбульский, к.т.н.

Редакционная коллегия Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н.
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н.
Ю.Н. Васильев, профессор, д.т.н.
В.А. Истомин, профессор, д.х.н.
Н.А. Крылов, профессор, д.г.-м.н.
М.Н. Мансуров, профессор, д.т.н.
Н.Б. Пыстина, к.э.н.
В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н.
Н.Н. Соловьев, д.г.-м.н.

Научный редактор В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н.
Рецензент В.Г. Фоменко, д.г.-м.н.

Над номером работали

Ответственный редактор А.В. Лужкова
Редактор Т.В. Даницкая
Корректор Т.Г. Осияненко, М.Ю. Ващенко
Верстка И.Ю. Белов
Обложка 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 23.12.2013 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», 2013

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

Энергетической доминантой развития человеческой цивилизации уже полтора столетия являются природные углеводороды – нефть и газ.

По прогнозам большинства экспертов, минерально-органические первичные энергоресурсы (горючие полезные ископаемые) сохраняют лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) мира практически на протяжении всего XXI века. Это связано с высокой обеспеченностью запасами энергоресурсов и сравнительно невысокой стоимостью их добычи в обозримом будущем. Безусловно, роль газа в ТЭБ будет неуклонно возрастать вследствие ряда причин и не в последнюю очередь – из-за высокой экологичности производства и использования природного газа.

На начало 2012 г. в мире было открыто около 90 тыс. месторождений углеводородов (УВ), разных по величине запасов и фазовому состоянию в осадочных бассейнах различных типов и возрастов. Залежи расположены в терригенных, карбонатных и вулканогенно-осадочных породах кайнозойского, мезозойского, палеозойского и докембрийского возраста нефтегазоносных бассейнов всех континентов Земли, кроме Антарктиды и океанических областей.

Современная минерально-сырьевая база (МСБ) газовой промышленности РФ, в том числе ОАО «Газпром», создавалась более полувека, наиболее активно – в течение трех десятилетий (с 1961 по 1991 гг.). К 2012 г. в России было открыто более 3 тыс. месторождений УВ. Разведанные запасы свободного газа составляют 48,2 трлн м³, предварительно оцененные С₂ – 19,8 трлн м³. Они сосредоточены в 950 газосодержащих месторождениях. В настоящее время газовая геология страны находится на этапе перехода к инновационному развитию, связанному с необходимостью освоения МСБ новых слабоизученных территорий и сложнопостроенных объектов, в том числе в условиях их недостаточной региональной изученности.

На карте России, да и других регионов Евразии, Америки и Австралии остается все меньше «белых пятен» с позиций нефтегазовой геологии. Все труднее искать месторождения УВ на суше и в пределах многих акваторий. Максимум результативности наблюдается в новых районах при инновационных подходах к прогнозированию и поискам новых месторождений.

В статьях специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «ЦГЭ», ОАО «НПЦ «Недра» и др., вошедших в сборник, отражены результаты исследований по актуальным проблемам подготовки и освоения МСБ газа ОАО «Газпром» и газовой отрасли промышленности России.

Сборник 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.



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

Содержание

- 4 **Скоробогатов В.А., Сивков С.Н., Данилевский С.А.**
Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года
- 15 **Астафьев Д.А.**
Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов
- 32 **Истратов И.В.**
Нефтегазоносность и ресурсный потенциал основных осадочных бассейнов Мирового океана
- 43 **Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н.**
Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах
- 53 **Люгай Д.В., Коротков Б.С., Поляков Е.Е.**
Стратегия поисков газа в Прикаспийской впадине
- 59 **Соин Д.А., Скоробогатов В.А.**
Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф)
- 66 **Подурушин В.Ф.**
Особенности строения и история формирования структур неокомского возраста в Ямало-Гыданском регионе
- 74 **Извеков И.Б.**
Закономерности размещения месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции
- 81 **Давыдова Е.С., Извеков И.Б., Пятницкая Г.Р., Силантьев Ю.Б., Скоробогатов В.А., Семёнова Е.В.**
Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщи (берриас-валанжин) Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири
- 91 **Рыжов А.Е., Парфёнова Н.М., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М., Орман М.М.**
Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения
- 99 **Истомин В.А., Моисейкин П.А., Абрашов В.Н., Федулов Д.М., Черных В.В., Медведев С.Г., Сопнев Т.В.**
Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири
- 105 **Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л.**
Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России
- 114 **Косачук Г.П., Буракова С.В., Буточкина С.И., Мельникова Е.В., Будревич Н.В.**
К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботубинской антеклизы
- 124 **Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л.**
Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ)
- 134 **Киченко В.Е., Семёнова Е.В.**
Состояние и проблемы ресурсного обеспечения экспорта восточносибирского газа
- 140 **Коротков С.Б.**
Вертикальные каналы миграции углеводородов и их роль в формировании глубокопогруженных залежей
- 148 **Акимов В.В.**
Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала недр Кортаихинской впадины

- 153 **Разманова С.В., Абрамов В.Н., Антоновская Т.В.**
Трещинные породы-коллекторы как дополнительный источник дохода нефтегазодобывающих предприятий
- 161 **Ковалёва Е.Д., Кананыхина О.Г., Силантьев Ю.Б.**
Классификация запасов углеводородов России. Проблемы адаптации к международным стандартам
- 165 **Коротков С.Б., Семёнова Е.В., Яковенко В.В.**
Ресурсная база, прогнозы добычи и потребления природного газа в европейских странах
- 173 **Заболотная Ю.И., Крылов Н.А., Гризик А.Я., Юдина Е.В., Иванова Н.Г.**
Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородов и прогноз экспортного потенциала стран ближнего зарубежья (Туркменистана, Казахстана, Узбекистана)
- 185 **Заболотная Ю.И., Крылов Н.А., Гризик А.Я.**
Направления геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в странах ближнего зарубежья (Туркменистан, Казахстан, Узбекистан, Таджикистан, Кыргызстан)
- 194 **Пятницкая Г.Р., Силантьев Ю.Б.**
Сырьевая база гелия Российской Федерации и перспективы ее развития
- 200 **Силантьев Ю.Б., Халошина Т.О.**
Особенности локализации ресурсов гелия в нефтегазоносных бассейнах мира
- 205 **Ковалёва Е.Д., Силантьев Ю.Б.**
Направления повышения эффективности освоения нетрадиционных ресурсов газа
- 212 **Кузьминов В.А., Леонов С.А., Перлова Е.В., Салина Л.С.**
Газосодержащие сланцы как один из видов нетрадиционных ресурсов природного газа низкопроницаемых формаций
- 219 **Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л.**
Сланцевая нефть России
- 231 **Чельцов В.Н., Микляев М.И., Чельцова Т.В., Калякина Л.А.**
Виброгеодинамическая цикличность пластовых температур в простаивающих скважинах
- 238 **Ахияров А.В., Семёнова К.М.**
Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как нефтегазопоисковые критерии
- 253 **Ахияров А.В., Семёнова К.М.**
Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс и его литолого-фациальные и стратиграфические аналоги в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: перспективы нефтегазоносности и возможные осложнения при бурении
- 265 **Сведения об авторах**
- 274 **Аннотированный перечень статей**
- 280 **Annotated list of articles**

УДК 553.98.001

В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский

Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года

Ключевые слова:

ресурсное обеспечение, газодобыча, углеводородный потенциал, прирост запасов, нетрадиционные источники газа.

Keywords:

resource supply, gas production, hydrocarbon potential, increase in reserves, unconventional gas sources.

Основу энергетической геостратегии любой страны составляют планирование, проведение и мониторинг мероприятий по производству (собственному, национальному или импорту), транспорту, потреблению и маркетингу первичных и вторичных энергоносителей, в том числе минеральных, с учетом различных аспектов: ресурсных, географических, геотехнологических, экономических, экологических, геополитических, социальных и др.

По всем прогнозам органоминеральные первичные энергоресурсы (горючие ископаемые – уголь, нефть и газ) сохраняют лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе большинства стран и регионов мира на протяжении практически всего XXI в. Это связано с высокой обеспеченностью запасами и ресурсами горючих ископаемых многих регионов мира и приемлемой себестоимостью их добычи и транспортировки в обозримом будущем. За последние десятилетия наблюдается неуклонный рост производства природного газа в мире. Так, в 2001 г. интегральная мировая товарная добыча газа составила 2,6 трлн м³ (в том числе в России – 581 млрд м³), в предкризисном 2008 г. – 3,2 трлн м³ (664 млрд м³), в 2009 г. снизилась до 2,9 трлн м³ (585,2 млрд м³).

В 2010 г. мировое производство природного газа увеличилось до 3,2 трлн м³, в России был практически восстановлен докризисный уровень газодобычи – 650,3 млрд м³, в том числе предприятиями ОАО «Газпром» добыто 508,6 млрд м³.

В 2012 г. в мире было добыто 3,4 трлн м³ газа, из них в США – 670,5 млрд м³, в России – 653,4 млрд м³, в том числе предприятиями ОАО «Газпром» – 487 млрд м³.

Мировые запасы газа (на 90 % свободного, в фазообособленных скоплениях типа Г (газовые), ГК (газоконденсатные) и в газовых шапках залежей типа ГН/НГ (газонефтяные/нефтегазовые), ГКН/НГК (газоконденсатнонефтяные/нефтегазоконденсатные)) на 01.01.2013 г. оценивались в 192,4 трлн м³, в том числе России – 48,9 трлн м³. Эти запасы составляют общемировую минерально-сырьевую базу (МСБ) развития газодобычи, причем ее текущая эксплуатационная задействованность составляет всего 1,6 % (отношение добычи к текущим запасам). Для Российской Федерации эта величина ниже 1,3 %.

Более 90 % современной (2010–2011 гг.) добычи газа ОАО «Газпром» обеспечено запасами, подготовленными, главным образом, в 1971–1989 гг., т.е. 20–40 лет назад, с соответствующими затратами на поиски и разведку и ценами на различные виды геологоразведочных работ (ГРП) 1970-х–1980-х гг., которые были на порядок ниже современных.

Проблемы дальнейшего развития МСБ и ресурсного обеспечения газодобычи в России до 2035 и 2050 гг. отражены в ряде работ [1–8].

Прогноз развития газовой промышленности мира и отдельных стран на весь XXI в., особенно на его вторую половину, малодостоверен и характеризуется сочетанием большого числа неопределенностей. Прогнозирование на дальнюю, но обозримую перспективу (до 2040–2050 гг.) значительно более реально, так как подкрепляется уже известными тенденциями развития до 2020 г. и далее до 2030–2035 гг., пролонгация которых до 2050 г. представляется достаточно обоснованной с учетом существующих реалий.

Прогноз на любую перспективу базируется в первую очередь на особенностях развития МСБ углеводородов (УВ). Запасы углеводородного сырья (газ, конденсат, нефть)

в недрах тех или иных месторождений, контролируемых компаниями-операторами (владельцами лицензий на участки недр), самодостаточны: они имеют коммерческую и биржевую ценность и являются главными активами, которые можно продать, купить, обменять, переуступить и т.д. Однако главное предназначение запасов различных категорий изученности/достоверности как промышленных (категорий $A + B + C_1$), так и предварительно оцененных (категории C_2) – обеспечение коммерческой добычи УВ на ближнюю и среднюю перспективу в зависимости от величины запасов и темпов отбора газа и жидких УВ из недр тех или иных месторождений.

Очевидна следующая природно-функциональная (геотехнологическая) цепочка (направленность) движения УВ в недрах месторождений (прогнозируемых → открытых):

ресурсы ($D_2 \rightarrow D_1 \rightarrow C_3$) →
запасы (перевод посредством ГРП запасов
 категорий $C_2 \rightarrow C_1 \rightarrow B$) →
добыча (текущая, накопленная).

Без ресурсов (достоверных, реально предполагаемых в недрах осадочных бассейнов) нет запасов, без запасов нет добычи, без добычи УВ невозможен нефтегазовый бизнес. Таким образом, совершенно необходима реализация следующей «цепочки» событий и явлений:

анализ + прогноз (наука) →
поисково-разведочные работы
 (прирост запасов категорий $B + C_1$) →
освоение и разработка месторождений →
промышленная рентабельная добыча.

При этом ни одно из последующих звеньев этой цепи не может быть реализовано без успешной реализации ее предыдущего звена.

МСБ в виде начальных и текущих запасов и прогнозных ресурсов газа и жидких УВ – первооснова, фундамент всей производствен-

ной деятельности газовой отрасли промышленности России и ее крупнейшей газодобывающей компании – ОАО «Газпром». От текущего состояния и перспектив развития МСБ зависят уровни добычи, транспортирования и поставок газа внутри страны и на экспорт в ближней (до 2020 г.), средней (до 2030–2035 гг.) и дальней (до 2050 г.) перспективе.

Традиционные начальные потенциальные ресурсы газа (НПРГ) мира оцениваются в $600 \div 650$ трлн m^3 , из них на долю России приходится, по разным оценкам, около $220 \div 250$ трлн m^3 . С ними сопоставимы геологические ресурсы газа в плотных низкопроницаемых коллекторах (плотный газ – ПГ) на средних и больших глубинах ($3 \div 6$ км и более) в нефтегазоносных бассейнах различного типа и возраста, т.е., по сути, нетрадиционные ресурсы. Очень значительны (по мировым масштабам) геологические ресурсы, находящиеся в микроконцентрированном и рассеянном состояниях (газ, ассоциированный с углем (угольный газ – УГ) и вмещающими породами в виде микроскоплений) и в катагенетически высокопреобразованных глинистых сланцах, в которых битумогенерация сменилась вторичной газогенерацией за счет термотрансформации рассеянных битумоидов пород и сапропелевого органического вещества (ОВ) в жирный, а затем в сухой газ (сланцевый газ – СГ). Ресурсы всех нетрадиционных источников получения природного газа (без газогидратов) не менее чем в $2,0 \div 2,5$ раза превышают начальные традиционные ресурсы газа в обычных газовых и газоконденсатных скоплениях, находящихся на достижимых бурением глубинах $6 \div 7$ км.

Результаты прогноза динамики мировой добычи газа до 2050 г. приведены в табл. 1.

Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли, производство газа в РФ должно увеличиться к 2030 г. до $1,0$ трлн m^3 , в том числе предприятиями ОАО «Газпром» – до $730 \div 760$ млрд m^3 , при этом морская добыча только традиционного газа превысит 200 млрд m^3 /год. Весьма актуальна проблема

Таблица 1

Прогноз динамики мирового производства минерального газа

Объем производства, трлн m^3 (в том числе РФ)	Годы				
	2010	2020	2030	2040	2050
2,6 (0,58)	3,2 (0,65)	4,0 (0,82)	4,5 (0,94÷1,0)	5,2÷5,5 (1,1*)	до 6,0 (1,1÷1,2*)

* С учетом добычи газа из нетрадиционных источников (ПГ, УГ) до $15 \div 18$ (20 %).

оценки уровней добычи на перспективу. В частности, интервал неопределенности интегральной добычи по предприятиям ОАО «Газпром» оценивается экспертно в ± 10 млрд м^3 в 2020 г., ± 20 млрд м^3 в 2030 г. и до ± 35 млрд м^3 в 2035 г. в связи с рядом причин (неопределенностей):

- не поддающейся точному прогнозу конъюнктурой мирового газового рынка, подверженной периодическим подъемам и спадам (как например, в 2009–2010 гг.);

- неполным учетом/неучетом потенциальной добычи газа из ряда газоносных объектов (ачимовской толщи), а также газовых шапок нефтегазоконденсатных месторождений (Новопортовского, Тазовского, группы Мессояхских месторождений в ЯНАО, Юрубчено-Тохомского и Курумбинского в Красноярском крае и др.).

Таким образом, в 2035 г. диапазон возможной интегральной добычи газа ОАО «Газпром» в России составит от 700–703 до 763–765 млрд м^3 (без вероятной добычи угольного, плотного и сланцевого газов).

Ни одна страна в мире в обозримом будущем не достигнет уровня национальной добычи в 1 трлн $\text{м}^3/\text{год}$ ни за счет свободного газа обычных скоплений, ни за счет нетрадиционного газа. Уровень национального производства США к 2030 г. ожидается в пределах 750–770 трлн м^3 (60–70 % которого по современным критериям составит газ из нетрадиционных источников).

К 2035–2040 гг. в России объемы добычи газа сверх 1,0 трлн м^3 будут обеспечиваться, скорее всего, нетрадиционным газом (более 100–150 млрд $\text{м}^3/\text{год}$), что составит десятки доли процента от их технологически извлекаемых объемов. Таким образом, реально максимальный уровень национального производства природного газа России оценивается в 1,10–1,20 трлн м^3 . В предстоящие двадцать лет в России появится ряд новых крупных центров газодобычи: Ямальский (с Карским шельфом), Гыданский (с Обской и Тазовской губами), Иркутский, Якутский на суше, а также Баренцево-морский, Охотоморский и др. В дальнейшем предполагаются стабилизация достигнутого уровня (примерно до 2040 г.) и снова медленный рост, но уже за счет все более активной разработки нетрадиционных источников природного газа, прежде всего плотного и угольного, так как реальные ресурсы сланцевого газа в России относительно невелики.

За период 2011–2030 гг. суммарная добыча по России составит около 18,5 трлн м^3 , в том числе по ОАО «Газпром» – 13,5 трлн м^3 (± 10 %, за счет ряда неопределенностей).

За последующие 20 лет добыча всех компаний-операторов на суше и шельфе России оценивается в 20,5–21,0 трлн м^3 (при ежегодной добыче до 1030–1050 млрд $\text{м}^3/\text{год}$ после 2035 г.), суммарно за 40 лет – в 39,0–39,5 (до 40) трлн м^3 .

Авторский прогноз производства газа ОАО «Газпром» после 2030 г. в России и странах ближнего и дальнего зарубежья (БДЗ) отражен на рис. 1.

Какова же ресурсная обеспеченность национальной добычи России до 2050 г. (имея в виду, что запасы – открытая часть ресурсов)?

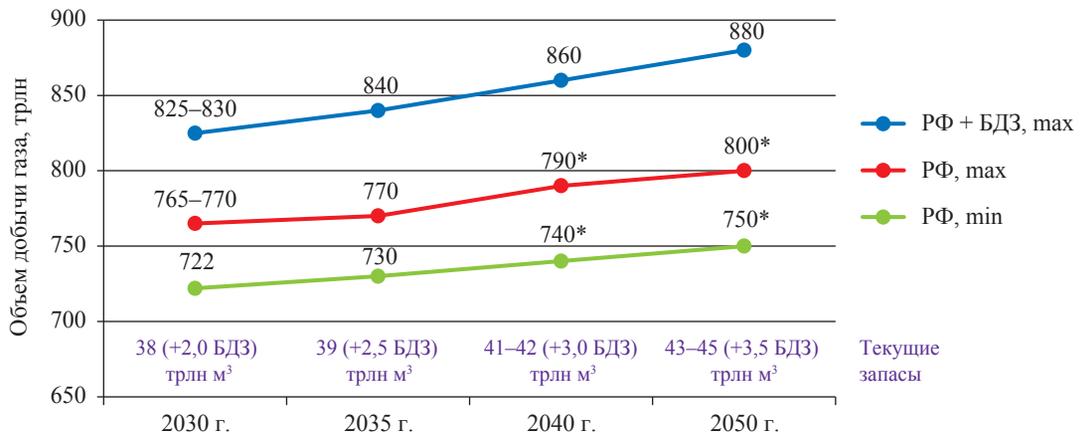
По данным работы [2], на начало 2010 г. разведанные запасы России составляли 48,2 трлн м^3 , в том числе 33,6 трлн м^3 приходилось на ОАО «Газпром», 10,8 трлн м^3 составляли запасы вертикально интегрированных нефтяных и независимых компаний, 3,4 трлн м^3 приходилось на нераспределенный фонд, контролируемый государством. Накопленная добыча газа в целом по России составила к началу 2010 г. 17,9 трлн м^3 . Запасы газа категории C_2 по предприятиям Общества составляли 8,0 трлн м^3 . В России на начало 2012 г. было открыто и разведано 3264 месторождения УВ, в том числе газосодержащих (с залежами свободного газа) – 940.

К 2013 г. накопленная добыча нефти в России превысила 21 млрд т. Добыто 20 трлн м^3 газа, начальные открытые запасы (с учетом категории C_2) составляют 88 трлн м^3 . В запасах, добыче и промышленной значимости огромное значение имеют гигантские и уникальные месторождения УВ (с запасами более 300 млрд м^3 каждое).

Современное состояние сырьевой базы газовой отрасли и МСБ газонефтедобычи ОАО «Газпром» отражено на рис. 2.

ОАО «Газпром» в России контролирует 165 газосодержащих месторождений, в их составе – более 800 единичных залежей с запасами свободного газа (типа Г, ГК, ГКН, НГК и др.). Разведанные запасы газа по категориям А + В + C_1 на 2013 г. составляют 35,15 трлн м^3 .

Согласно последней официальной оценке (2002 г.) начальные потенциальные ресурсы газа осадочных бассейнов России составляют 248,6 трлн м^3 , в том числе 174,8 трлн м^3 –



* С учетом добычи газа из нетрадиционных источников (ПГ, УГ, СГ и др.)

Рис. 1. Прогноз уровней добычи газа ОАО «Газпром» после 2030 г.

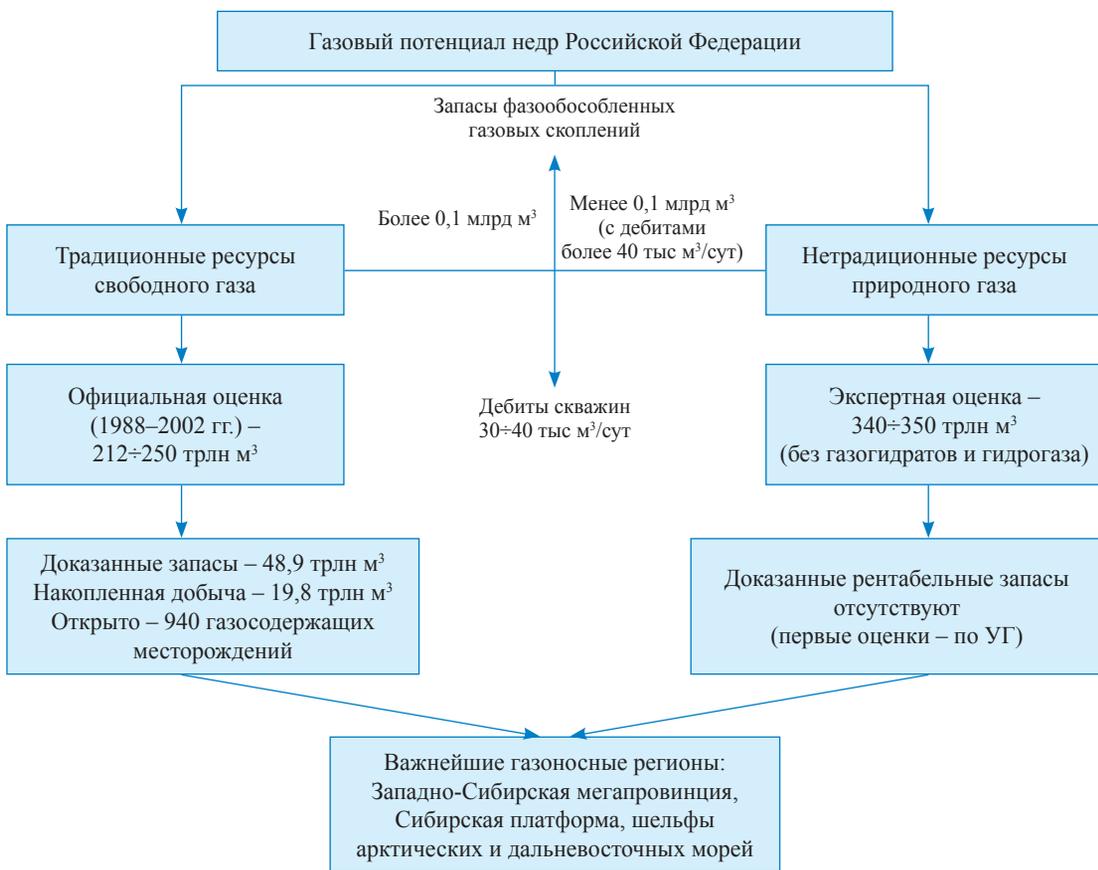


Рис. 2. Газовый потенциал недр Российской Федерации

суша, 73,8 трлн м³ – шельф. Открытая часть НПРГ вместе с накопленной добычей составляет на 01.01.2013 г. 88 трлн м³, прогнозная – 160,6 трлн м³.

Большое значение для развития МСБ газовой промышленности имеют реальные оценки ресурсов газа важнейших регионов

современной и будущей добычи. Очевидно, что НПРГ в таком регионе, как Надым-Пур-Тазовский, в значительной степени уже изучены и освоены, а неоткрытые ресурсы сосредоточены в большом числе прогнозируемых средних и малых по запасам газосодержащих месторождений.

Анализ достоверности официальной оценки ресурсов газа по отдельным продуктивным комплексам ЯНАО (суша) с учетом корпоративной оценки газового потенциала, полученной в 2008 г., приведен в табл. 2.

По данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2012 г., на суше ЯНАО накопленная добыча свободного газа составила 15,4 трлн м³, текущие запасы категорий А + В + С₁ – 31,2 трлн м³, категории С₂ – 9,0 трлн м³, сумма начальных открытых запасов – 55,6 трлн м³. При НПРГ в среднем около 95 трлн м³ весьма проблематичным оказывается подтверждение в ходе поисково-разведочных работ (ППР) 39,4 трлн м³ неоткрытых ресурсов на суше.

Особо необходимо отметить невысокую достоверность прогнозных ресурсов УВ в Восточно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции.

За длительный период ведения поисковых и разведочных работ (с 1953 г.) в пределах собственно Сибирской платформы к 2012 г. открыто всего 81 месторождение УВ (36 газовых и газоконденсатных, 35 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных и только 10 чисто нефтяных) с суммарными открытыми геологическими запасами УВ 17,1 млрд т у.т. (газа больше, чем нефти).

Главная особенность Восточно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции – преимущественно смешанный характер накопления УВ, но в то же время по запасам здесь лидирует

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (без нефти). Вторым по масштабам (если не учитывать Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения, оценка запасов которых недостаточно обоснована) является Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение с крупными запасами свободного газа. Большинство месторождений этой мегапровинции недоразведаны: доля приходящихся на них запасов категории С₂ достигает 80÷95 %.

В силу генетических причин сопоставимость потенциальных геологических ресурсов свободного газа и нефти, по официальной оценке 2002 г. (34,2 трлн м³), и тем более преобладание геологических ресурсов нефти (37,9 млрд т) представляются маловероятными.

В силу особенностей геологической истории Сибирской платформы (древние полуразрушенные залежи, дожившие до наших дней после ряда переформирований в объеме осадочного чехла) оценка начальных потенциальных ресурсов УВ представляется завышенной не менее чем на 30÷40 % в целом (до 50 % по отдельным районам и зонам).

Газовый потенциал Лено-Тунгусской провинции (в составе Восточно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции) оценивается экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» не более чем в 24 трлн м³, а его прогнозная часть – до 18 трлн м³. Перспективные и прогнозные ресурсы рассредоточены преимущественно по большому числу средних и малых по ожидаемым за-

Таблица 2

Распределение начальных потенциальных ресурсов и запасов газа ЯНАО по продуктивным комплексам (суша)

Комплексы и подкомплексы	Официальная оценка ресурсов, трлн м ³		Начальные запасы (Q + A + B + C ₁ + C ₂) на 01.01.2008 г., ² трлн м ³	Оценка прогнозных ресурсов официальная/авторская, трлн м ³	Комментарии
	на 01.01.1993 г.	на 01.01.2002 г.			
Турон-сенонский	1,1	1,1	1,3	-0,2/0,8	Недооценка ресурсов (на 0,7÷0,8 трлн м ³)
Апт-сеноманский	57,2 (47,0* + 10,2**)	55,0 (44,8* + 10,2**)	36,5 (29,9* + 6,6**)	18,5/7,2	Где искать неоткрытые 18,5 трлн м ³ ?
Неокомский	19,0	18,9	10,7	8,2/6,2	Оценка достоверна
Ачимовский	4,7	9,5	3,2	6,3/3,8	Оценка несколько завышена
Юрский (+ НГЗК)	12,7	12,2	2,2	10,0/5,6	Значительная часть ресурсов – ПГ и ГПНК
Всего	94,7	96,7	53,9	42,8/23,6	Общее завышение прогнозной оценки

*альб-сеноман; ** апт; ПГ – пограничный и плотный газ; ГПНК – газ плотных низкопроницаемых коллекторов; НГЗК – нефтегазоносная зона контакта.

пасам месторождений (менее 30 млрд м³), хотя в северной, неизученной половине Лено-Тунгусской провинции вероятность открытия нескольких газосодержащих месторождений крупнее 300 млрд м³ каждое (до 1 трлн м³ и более) достаточно высока. Именно на поиск таких месторождений, т.е. наиболее крупных из оставшихся неоткрытыми, и должна быть нацелена стратегия геологоразведки ОАО «Газпром» в восточных регионах страны.

На 01.01.2013 г. в акваториальной части осадочных бассейнов России открыто 41 месторождение УВ, в том числе 15 – в Баренцево-Карском ареале, 15 – на Присахалинском шельфе Охотского моря. Начальные разведанные запасы газа к настоящему времени достигли 8,4 трлн м³ (в том числе 4,2 трлн м³ – в Баренцевом, 2,4 трлн м³ – в Карском и 1,3 трлн м³ – в Охотском морях), нефти – менее 0,6 млрд т. Уникальным по запасам газа (3,9 трлн м³) месторождением на шельфе является Штокмановское.

Наиболее крупное из разведанных газовых месторождений в Карском море – Каменномыское-море (0,6 трлн м³), в Охотском море – Лунское (0,5 трлн м³). На шельфе южных морей открыты относительно небольшие месторождения УВ преимущественно типа НГК/ГКН (российский сектор Каспийского моря).

По оценке авторов, в пределах акваторий (арктических и дальневосточных морей) реальная величина НППГ составляет около 50 трлн м³. В силу ряда причин, в том числе субъективных (кто и как оценивал ресурсы), для разных регионов вероятности подтверждения НПП УВ (полного, неполного, нулевого) различаются существенно, что в свою очередь определяет величины рисков (табл. 3).

Общий потенциал газонефтенакопления и сохранность осадочных бассейнов России (традиционные ресурсы) составляют, согласно официальной оценке, около 390,0 млрд т у.т. (газ –

геологические запасы, жидкие УВ – извлекаемые); по данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – около 300 млрд т у.т. (с вероятностью подтверждения в будущих запасах кат. В + С₁ – на 60 и 80 % соответственно). Изучение и освоение этого громадного потенциала продолжится весь XXI в., причем после 2030 г. наряду с традиционными будет происходить активное освоение нетрадиционных ресурсов газа и нефти, прежде всего в плотных газо- и нефтенасыщенных резервуарах.

Основные неоткрытые ресурсы газа в Западной Сибири сосредоточены в апте, неоме и средней юре арктических областей, включая Карское море.

Таким образом, с высокой вероятностью можно рассчитывать, что в будущих разведанных запасах (категорий В + С₁) в ходе ПРП подтвердится не менее 80÷85 трлн м³ перспективных и прогнозных ресурсов в малоизученных областях суши, но, главным образом, при освоении углеводородного потенциала акваторий арктических и дальневосточных морей. Основополагающий вывод: будущие поиски и разведка новых месторождений газа ресурсно (речь идет о традиционных ресурсах газа) обеспечены, по крайней мере, на 50÷60 лет (до 2065–2070 гг. включительно).

Дальнейшее развитие, укрепление и расширение (географическое и ресурсное) МСБ газовой отрасли России (силами нефтегазодобывающих государственных, полугосударственных и частных компаний) должно способствовать достижению следующих стратегических целей:

- поддержанию не снижаемого, а лучше постепенно увеличивающегося объема текущих разведанных (промышленных, категорий В + С₁) запасов, контролируемых государством (нераспределенный фонд) и национальными компаниями-операторами (в том

Таблица 3

Риски неполного подтверждения официальной оценки прогнозных ресурсов углеводородов осадочных бассейнов Сибири и Дальнего Востока

УВ	Уровень риска в регионах и бассейнах				
	север Западно-Сибирской мегапровинции		Сибирская платформа	Енисей-Хатангский мегапрогиб	Охотоморский (шельф)
	Суша	Шельф			
Газ	Средний	Низкий	Повышенный (по отдельным областям – высокий)	Средний	Пониженный
Нефть	Высокий	Высокий	Повышенный	Высокий	Средний

числе транснациональными), что определяет их имидж и общую капитализацию (запасы УВ в недрах – не только национальное достояние, но и хороший, «не портящийся при длительном хранении», высоколиквидный товар). Это может быть достигнуто при простом/расширенном воспроизводстве запасов категорий В + С₁ в динамике отбор/прирост за счет всех возможных направлений и источников получения новых разведанных запасов, главным из которых было, есть и будет проведение активных ПРР на суше и в акваториях, в том числе других стран и регионов;

- обеспечение добычи газа и жидких УВ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу активными запасами во избежание кризисных явлений, в том числе ее резкого снижения в тех или иных регионах;
- формирование стратегического резерва промышленных запасов на случай форс-мажорных ситуаций.

Общеизвестна высокая инерционность, длительность и сложность развития МСБ, состоящей из запасов множества отдельных месторождений и залежей УВ, находящихся на разных этапах изучения и освоения (поиск – разведка – освоение – эксплуатация), с периодами роста добычи, постоянного уровня (выход на «полку») и ее падения. Период жизни месторождения достигает нередко десятков лет, и чем больше начальные запасы УВ, сложнее их структура, строение и условия залегания природных резервуаров в недрах, тем длительнее этапы разведки, подготовки, временной консервации и, собственно, эксплуатации. Продолжительность типового цикла открытия и подготовки к разработке месторождений УВ составляет не менее 10÷12 лет на суше и до 20 лет и более на шельфе. Для небольших по запасам, глубокопогруженных, удаленных от Единой системы газоснабжения (ЕСГ) месторождений этот срок достигает 30÷40 лет. Именно вследствие вышеупомянутых причин большое число месторождений УВ, открытых и разведанных в той или иной степени, находятся в плановой или вынужденной (в силу разных причин и условий) консервации, составляя эксплуатационный резерв текущей МСБ газонефтедобычи. Так, более 20 лет была заморожена уже подготовленная к 1990 г. мощная по потенциальным возможностям газодобычи сырьевая база на суше п-овов Ямал и Гыдан – промышленная добыча газа началась только в октябре

2012 г. Образно выражаясь, принцип геолого-разведки (в плане получения новых запасов и ресурсного обеспечения добычи) таков: завтра обеспечено еще вчера, а сегодня обеспечит послезавтра.

Современный период функционирования газовой отрасли России в части развития и освоения МСБ характеризуется:

- быстрым истощением извлекаемых запасов свободного газа базовых залежей месторождений европейских районов, а также Надым-Пур-Тазовского региона, наблюдаемым в последние два десятилетия;
- невозможностью быстрого вовлечения в масштабную разработку крупнейших по запасам месторождений газа сложного состава (сероводородсодержащего Астраханского, гелийсодержащего Ковьютинского и других месторождений), удаленных от ЕСГ районов (п-ов Гыдан, шельф Баренцева и Карского морей);
- высоким уровнем геологической и буровой изученности глубин до 3,5÷4,0 км большинства освоенных районов на суше, а также крупнейших и гигантских месторождений газа, которые определяют добычу;
- недоразведанностью глубоких горизонтов базовых месторождений Западной Сибири: Ямбургского, Заполярного, Ен-Яхинского, Песцового, Харасавэйского и многих других;
- исчерпанием возможностей для обнаружения в большинстве регионов суши крупнейших (более 100 млн т у.т.) и даже крупных (более 30 млн т у.т.) месторождений УВ, которые определяют развитие центров добычи;
- значительным усложнением структуры неоткрытых ресурсов газа и нефти в недрах осадочных бассейнов России (суша);
- дефицитом выявленных и подготовленных объектов с крупными перспективными ресурсами УВ как в распределенном, так и в нераспределенном фондах недр на суше России;
- удаленностью формируемых региональных центров газодобычи от потребителей;
- резким увеличением количества и географии поисковых и эксплуатационных объектов;
- значительным увеличением наукоемкости процесса развития сырьевой базы газонефтедобычи (ошибки научного прогноза обходятся все дороже);
- повышением роли комплексных геофизических исследований при решении практически всех задач развития МСБ (поиск, разведка, моделирование и т.д.).

В настоящее время МСБ традиционных центров газодобычи сильно истощена, перспективы ее развития в ареале эксплуатируемых месторождений ограничены глубокопогруженными горизонтами и нетрадиционными ресурсами субэкономического характера.

Главные вопросы развития МСБ: насколько обеспечены ресурсной базой новые, намечаемые ко вводу в 2014–2035 гг. центры газодобычи; как обеспечены прогнозными ресурсами УВ новые направления и районы проведения ПРР.

Ресурсно-сырьевая база газодобычи России в целом и ОАО «Газпром» в частности позволяет обеспечивать поддержание (и удержание) и дальнейшее увеличение объемов производства природного газа за счет уже открытых месторождений в районах с развитой инфраструктурой только до 2018–2020 гг. Дальнейшее увеличение добычи УВ на фоне резкого падения отборов газа из крупнейших базовых месторождений возможно только за счет подключения разведанных запасов удаленных от ЕСГ областей и регионов Западной (п-ов Ямал (в полном объеме), п-ов Гыдан, Обская и Тазовская губы, ближний шельф Карского моря) и Восточной Сибири, главным образом, за счет поисков и разведки новых, прежде всего, крупных и крупнейших месторождений УВ как на суше, так и на шельфе.

Важнейшее значение имеет проблема необходимости и достаточности приростов новых запасов газа (и других УВ). В идеале прирост новых запасов должен происходить в тех же районах (областях), где производится и добыча. В этом случае необходимый прирост обеспечивается с коэффициентом восполнения $K_g = 1,20$ и более, достаточный (обеспечивающий хотя бы номинальное воспроизводство запасов) – с $K_g = 1,05 \div 1,20$.

К 2035 г. практически все газосодержащие месторождения, открытые в России к 2013 г., будут введены в разработку; значительная часть из них (на суше) войдет в стадию падающей добычи или будет полностью выработана (например, сеноманский и неокомский комплексы Надым-Пур-Тазовского региона).

В разные периоды развития МСБ газодобычи ОАО «Газпром» уровни необходимых и достаточных текущих запасов газа будут различными. В частности, запасы на 01.01.2013 г. – 35,15 трлн m^3 – выше необходимых для обеспечения добычи до 2025 г., но совершенно недостаточны для ее обеспечения в 2026–2035 гг.

и тем более до 2040 г. и далее (например, добыча газа по ОАО «Газпром» в Восточной Сибири до 100 млрд m^3 /год потребует запасов не менее 3,3 трлн m^3 , а в настоящее время имеется 2,4 трлн m^3 ; масштабная добыча планируется на шельфах Охотского (к 2020 г.) и особенно Карского (к 2030 г.) морей, хотя на современном этапе эти регионы остаются недоразведанными и т.д.).

Общемировой опыт показывает, что чем сложнее (по структуре запасов) и выработаннее сырьевая база газодобычи, тем больший объем геологических запасов должен находиться в единовременной разработке.

Даже простое воспроизводство запасов, уменьшающихся в ходе добычи, требует прироста новых геологических запасов с коэффициентом не менее $1,20 \div 1,25$. Только непрерывный процесс подготовки новых активных запасов в ходе ПРР обеспечивает непрерывность процесса добычи газа и жидких УВ на среднюю и дальнюю перспективу.

В осадочных бассейнах России (суша) необходимо бурить много, в экспоненциально увеличивающихся год от года объемах, чтобы получать какие-то ощутимые приросты разведанных запасов УВ. В частности в Надым-Пур-Тазовском регионе с этой целью необходимо бурить на глубокопогруженные горизонты ачимовской толщи и юры (3,5–4,2 км), но подготавливаемые после 2013 г. запасы будут востребованы не ранее 2021–2025 гг. в силу сложности условий их локализации и будущей разработки.

Однако проблема ГРР (ПРР) заключается не столько в объемах бурения, сколько в их целевом назначении и, главное, в результативности по отношению к новым открытиям и новым приростам запасов газа, конденсата и нефти там, где они нужнее всего для обеспечения бескризисного развития добычи УВ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу (до 2040–2050 гг.)

Необходимо еще раз подчеркнуть, что МСБ будущего, например 2015 г., обеспечит в том или ином объеме добычу газа в 2026–2030 гг., МСБ 2022–2025 гг. – газодобычу в 2036–2040 гг., в ходе ПРР после 2025 г. будет готовиться сырьевая база для обеспечения ежегодной и интегральной добычи в России в 2041–2050 гг. Точно так же будущие запасы категорий В + С₁ по состоянию на 31.12.2035 г. составят основу добычи 2048–2050 гг. и далее.

Этот непрерывный (в идеале – непрерываемый) процесс и составляет основу динамического развития МСБ газодобычи России. Именно по этой причине и была разработана и утверждена Правлением ОАО «Газпром» в июне 2011 г. стратегическая Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период 2011–2035 гг., нацеленная на обеспечение газовыми ресурсами в первой половине XXI в. Развитие своих газовых программ декларировали в последние годы многие крупные и некоторые средние по финансово-производственным возможностям компании, в том числе независимые (частные) операторы. Объединяющим эти программы (до 2015 г., 2020 г., 2025 г., вплоть до 2035 г.) документом служит Генеральная схема развития газовой промышленности до 2030 г. Согласно ее разработкам в части развития МСБ, общий прирост новых запасов категорий В + С₁ до 2030 г. на суше и в пределах акваторий всеми компаниями-операторами составит не менее 23÷24 трлн м³ с K_г около 1,18÷1,24. По сути, это простое восполнение, так как мы приращиваем геологические, а добываем извлекаемые запасы, если считать товарную добычу газа (без объемов обратной закачки на нефтяных месторождениях).

В 2031–2050 гг., согласно экспертным расчетам авторов, общий прирост запасов газа оценивается в 28÷30 трлн м³, при этом объемы ГРП должны возрасти в 1,5÷1,8 раза против предыдущих 20 лет, что связано с неуклонным снижением эффективности глубокого бурения по всем регионам суши и по отдельным морям (южным, Охотскому и др.). В сумме прирост составит 51÷55 трлн м³ запасов традиционного газа (по современным технологическим и экономическим критериям), что превысит инте-

гральную добычу в 1,3÷1,4 раза. Такая необходимость обусловлена значительным ухудшением структуры и качества новых разведываемых запасов, прежде всего по сибирским и дальневосточным регионам (суша).

В России новые приросты запасов газа категорий В + С₁ нужнее всего в северных районах Западной Сибири для сдерживания темпов снижения добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе (сеноманские и неокомские залежи) и укрепления МСБ новых добывающих районов в Арктике (суша и шельф).

При этом ресурсно-геологические и технологические возможности новых открытий и приростов в Обь-Енисейском междуречье ЯНАО уже в настоящее время ограничены и будут быстро исчерпаны в предстоящие 15÷20 лет (с приростом до 2035 г. в объеме не более 3,5÷4,0 трлн м³, главным образом, по глубокопогруженным горизонтам ачимовской толщи берриаса – валанжина и юры). Поэтому роль арктических областей в укреплении МСБ газодобычи Западной Сибири будет значительно возрастать после возобновления (с 2014–2015 гг.) активных ПРР. Реально достижимые приросты до 2035 г. приведены в табл. 4. Кроме того, в 2036–2050 гг. вероятный прирост оценивается в 2,5 трлн м³ по Ямалу и Гыдану и в 4,3 трлн м³ – по открытому шельфу Карского моря, в сумме за 2011–2050 гг. – около 25 трлн м³, а вместе с другими районами суши Надым-Пур-Тазовского региона – до 30,0 трлн м³, что составит более 50 % от общего предполагаемого прироста по России до 2050 г. (запасы из традиционных ресурсов). Остальной объем прироста предполагается получить по шельфу Баренцева моря и Сибирской платформе, а также в небольших объемах – по Восточно-Арктическим и Дальневосточным морям.

Таблица 4

Реально достижимые приросты разведанных запасов газа (категорий В + С₁) в арктических районах Западной Сибири в 2011–2035 гг. за счет доразведки открытых месторождений и проведения ПРР на новых объектах суши и моря

Комплексы	ЯНАО (суша), трлн м ³		Карское море, трлн м ³		Всего, трлн м ³
	п-ов Ямал	п-ов Гыдан	Обская и Тазовская губы	Приямальский шельф	
Сеноман-туронский	0,2	0,1	1,5	1,3	3,1
Аптский	0,6	1,0	0,7	3,1	5,4
Неокомский	1,2	1,3	1,2	3,6	7,3
Ачимовский	0,1	0,1	0,2	н/о	0,4
Юрский (+ НГЗК)	1,1	0,4	0,3	0,2	2,0
Всего	3,2	2,9	3,9	8,2	18,2

Проведение ПРР и освоение газового потенциала недр арктических и дальневосточных морей – не панацея для газовой отрасли России в плане укрепления ее сырьевой базы на среднюю перспективу, а стратегическое – с дальним прицелом – направление обеспечения морской газодобычи после 2035 г., когда объем газа, добываемого в Баренцевом, Карском, Охотском и Каспийском морях, приблизится или даже сравняется (примерно к 2040 г.) с объемом добываемого на суше газа (как из традиционных, так и из нетрадиционных источников его производства): 500/500 млрд м³ (декларируемый, но весьма вероятный достижимый уровень общероссийской добычи в 1,0 трлн м³ после 2030 г. в течение 15÷20 и, возможно, более лет). Во всех случаях континентальная добыча УВ в России будет превалировать до 2035 г., а для ее поддержания требуется проведение ПРР во все увеличивающихся объемах как в старых, так и в новых регионах и областях газо- и нефтедобычи, даже с учетом неуклонного уменьшения их эффективности из-за снижения крупности вновь открываемых газосодержащих месторождений и залежей на все увеличивающихся глубинах их локализации (в том числе и в регионах Сибири и Дальнего Востока).

Актуальное для многих стран запада уже сейчас активное промышленное освоение геологических ресурсов газа нетрадиционных источников для российской газовой промышленности также станет насущным (по масштабам) примерно к 2028–2030 гг.

Технологическая готовность разных видов нетрадиционных источников газа к промышленному освоению в пределах России ранжируется следующим образом (в порядке убывания): угольный газ, газ плотных коллекторов, сланцевый газ, газогидраты.

Согласно программным заявлениям ОАО «Газпром», добыча угольного метана в Кемеровской области должна достигнуть к 2020 г. 3 млрд м³/год. Оценка добычи УГ в 2030 г. – 6 млрд м³/год, в 2035 г. – около 7 млрд м³/год, по всем угольным бассейнам – до 10,0 млрд м³.

Ресурсы газа, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах, обладают значительным по величине ресурсным потенциалом. Они выделяются среди остальных видов нетрадиционных источников УВ своей близостью к традиционным залежам УВ и отличаются наиболее высоким уровнем технологи-

ческой готовности к освоению. Главное же достоинство ПГ – его повсеместная распространенность под большинством крупных месторождений ниже залежей с традиционным газом (на Уренгойском, Ямбургском, Харасавэйском и многих других месторождениях).

Нетрадиционные ресурсы УВ должны рассматриваться как один из источников поддержания добычи в районах с наибольшей выработанностью запасов в будущем. На этапе значительной выработанности запасов базовых месторождений (в 2021–2030 гг. и далее) наиболее перспективными для промышленного освоения нетрадиционных ресурсов УВ (в основном газ плотных коллекторов) будут ареалы крупных месторождений на суше с развитой инфраструктурой. При этом наиболее технологически доступными для освоения будут являться ресурсы, приуроченные к зонам трещинного разуплотнения/дробления пород вдоль и при пересечении разноамплитудных разломов.

Вероятные объемы добычи плотного газа в Западной Сибири из глубоких горизонтов таких месторождений, как Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Харасавэйское и др., оцениваются экспертно в 18÷20 млрд м³ в 2030 г., до 25 млрд м³ – в 2035 г. и до 28÷30 млрд м³ – в 2050 г. (по минимальной реальной оценке).

Современная количественная оценка вероятной добычи сланцевого и гидратного газов после 2030 г. для России отсутствует и не может быть сколько-нибудь достоверной в силу ряда причин.

К 2035–2040 гг. объемы добычи газа сверх 1,0 трлн м³ будут обеспечиваться, скорее всего, нетрадиционным газом (на уровне 50÷80 млрд м³/год), что составит десятые доли процента от их технологически извлекаемых объемов (сотые доли – от геологических ресурсов в недрах). Таким образом, реальный максимальный уровень национального производства природного газа России оценивается в 1,08÷1,10 трлн м³ (до 1,2 трлн м³, если амбициозные планы газодобычи крупных нефтяных и независимых компаний будут реализованы к 2030 г. и в последующие два десятилетия), а ресурсную обеспеченность добычи газа на дальнюю перспективу (до 2050 г.) следует оценить как достаточную исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа хватит на многие десятилетия второй половины XXI в.

Список литературы

1. Ананенков А.Г. Воспроизводство минерально-сырьевой базы – одна из основных стратегических задач ОАО «Газпром» / А.Г. Ананенков // XI Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – С. 3–6.
2. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
3. Подюк В.Г. Восполнение минерально-сырьевой базы Общества – основная задача геологоразведочных работ / В.Г. Подюк // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 14–15.
4. Скоробогатов В.А. Коррективы Программы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2030 г. / В.А. Скоробогатов и др. // XIV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2009. – С. 3–13.
5. Вовк В.С. Освоение российских морских месторождений газа: состояние и перспективы / В.С. Вовк и др. // XIII Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 3–15.
6. Ефимов А.С. Оценка величины и достоверности потенциальных ресурсов углеводородов Сибирской платформы и выбор наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ / А.С. Ефимов и др. // XIII Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 218–226.
7. Якушев В.С. Традиционные и нетрадиционные ресурсы газа Надым-Пур-Тазовского региона и перспективы их освоения до 2040 г. / В.С. Якушев, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – М.: Газпром экспо. – 2010. – № 4. – С. 79–83.
8. 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.

УДК 551.241:553.98

Д.А. Астафьев

Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов

Выполненные в различных регионах мира геофизические работы по картированию недр Земли, включающие глубинное сейсмическое зондирование (ГСЗ), сейсмотомографию, дистанционные геофизические и геодезические съемки GPS и ГЛОНАСС, глубокое и сверхглубокое бурение, дали уникальную информацию о строении глубоких недр осадочных бассейнов (ОБ), орогенов и прилегающих территорий. Следует отметить, что даже при обосновании районов бурения сверхглубоких скважин в конце 1980-х гг. не было общепринятых представлений о строении и перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов. Отношение к перспективе промышленной нефтегазоносности глубин более 5÷6 км было как пессимистичным, так и наоборот.

Для отражения глубинного строения ОБ обычно строились пликативные (без разломов) модели осадочного чехла, фундамента и переходных комплексов.

Вместе с тем специалисты, имеющие дело с глубинными разрезами по методам ГСЗ и общей глубинной точки (МОГТ), а также сейсмотомографическими разрезами, приступили к созданию дизъюнктивно-блоковых моделей строения ОБ с отображением строения не только осадочного чехла, но и консолидированной части земной коры до раздела Мохоровичича, включая верхние горизонты мантии. Впервые такие модели появились в США (модель Мичиганского бассейна). В СССР современную глубинную геолого-геофизическую модель Припятского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в дизъюнктивном варианте с глубинными листрическими разломами в 1987 г. предложил академик Р.Г. Гарецкий с соавторами [1].

В последующий период изучения строения земной коры такие модели стали фактически универсальными и применялись для любого ОБ Земли [2, 3], независимо от возраста осадочного чехла, геометрии бассейна и его приуроченности к определенным геодинамическим условиям (внутриконтинентальным и окраинноконтинентальным – окраинам молодых и древних платформ), а также орогенных и субдукционных поясов.

На основании многочисленных геолого-геофизических данных, подтверждающих достоверность региональных и глубинных моделей ОБ, группой специалистов ВНИГНИ были созданы модели всех основных НГБ России и других стран, в частности Прикаспийской впадины (рис. 1, 2), Волго-Уральской антеклизы, Западно-Сибирского (рис. 3, 4), Баренцевоморского, Восточной Сибири, Дальнего Востока (рис. 5), Арктики, Южного Каспия и других [4].

Такие модели ОБ позволяют согласовать строение осадочного чехла со строением пород переходного комплекса, складчатого основания и фундамента. Кроме того, подошва осадочного чехла и кровля консолидированных пород фундамента обычно надежно картируются методами сейсморазведки, что обеспечивает при совместной интерпретации строения осадочного чехла и подчехольного комплекса пород высокую достоверность глубинной модели ОБ в целом, являющейся геологической основой для прогноза нефтегазоносности.

Ключевые слова:
осадочный бассейн, нефтегазоносность, тектоника, геодинамика, ресурсы углеводородов.

Keywords:
sedimentary basin, oil-and-gas occurrence, tectonics, geodynamics, hydrocarbon resource.

Можно выделить следующие результаты обобщений материалов по глубинному строению ОБ:

- формирование четких представлений, унифицированных стереотипных образов, касающихся механизма формирования и модели глубинного строения любого ОБ (рис. 6);

- понимание роли и значения важнейших элементов дизъюнктивно-блоковой тектоники осадочного чехла и фундамента в размещении зон нефтегазонакопления;

- обоснование связи рифто- и бассейногенеза с глубинной и глобальной геодинамикой Земли и вывода о том, что эти образования неизбежны и являются следствием коромантийной (на всю толщину коромантийной оболочки) геодинамики и магмофлюидодинамики;

- обоснование общей закономерности размещения всех известных зон нефтегазонакопления, повсеместно приуроченных к межрифтовым, внутририфтовым, межразломным и приразломным гипсометрически приподнятым блокам, включая зоны развития ловушек неантиклинального типа, что позволило прогнозировать новые зоны нефтегазонакопления в малоизученных регионах и литолого-стратиграфических комплексах;

- обоснование генетического единства (в тектонофизическом смысле) и одновременно индивидуальности всех ОБ и НГБ Земли по конкретным характеристикам (возрасту осадочного чехла, особенностям эволюции, геометрии в плане и объеме, онтогенезу нафтидов и т.д.) [5].

Более того, установлен эволюционный ряд ОБ от рифта до орогена и пенеплена с повторными циклами рифто- и бассейногенеза (рис. 7).

При таком понимании формирования и эволюции ОБ переходные комплексы являются фрагментами разрушенных (в разной степени) ОБ, на месте которых сформировались новые. Перспективы нефтегазоносности переходных комплексов, как правило, невысокие.

Таким образом, стала понятна глубинная коромантийная структура бассейно- и нафтидогенеза, а также роль планетарной магмофлюидодинамической системы [7], которая обеспечивает геодинамику коромантийной оболочки в целом, деструкцию земной коры, гравитационное погружение (дайвинг) блоков и миграцию глубинных мантийных флюидов (в частности, водорода, который в осадочной толще, возможно, в породах переходного комплекса и

фундамента гидрирует углеродсодержащее вещество, обеспечивая генезис УВ) в консолидированную кору и осадочный чехол (рис. 8).

Как известно из материалов ГСЗ, под формирующимися рифтами и надрифтовыми депрессиями поверхность Мохоровичича занимает повышенное гипсометрическое положение. Изучение зависимости амплитуды погружения земной коры и, соответственно, толщины осадочного чехла ОБ от амплитуды подъема поверхности Мохоровичича позволило установить следующую закономерность: на каждый объем накопившихся пород осадочного чехла в мантию в результате ее замещения мантийным веществом и подъема поверхности Мохоровичича возвращаются два объема вещества консолидированной коры [6]. Установленная зависимость, по существу, является законом для ОБ, находящихся в данный момент в активной фазе формирования. Затем происходит старение ОБ, обусловленное неизбежной аккрецией деструктированного коромантийного сектора области рифтогенеза и надрифтовой депрессии, латеральное и вертикальное выжимание осадочного чехла, формирование орогенов с последующей денудацией и пенепленизацией.

Так происходило и происходит преобразование коромантийной оболочки континентов. Этот процесс характерен также для молодых геосинклинальных поясов и зон на окраинах современных океанов: через зрелые геосинклинали – к будущим молодым и древним платформам.

В общегеодинамическом плане стал понятен и планетарный механизм эволюции коромантийной оболочки в цикле Уилсона: от формирования Пангеи путем стягивания всех континентов вокруг мощнейшего пояса (зоны) субдукции-дайвинга коромантийного вещества, структурированного в конвективную ячейку Бенара *g*-типа (рис. 9), а затем ее распада в результате активизации новых поясов дайвинга на окраинах континентов [8].

Новые методологические положения для опережающего прогноза нефтегазоносности, в том числе крупных и уникальных месторождений УВ, включая большие (более 5 км) глубины:

- ОБ и НГБ являются по своей природе следствием общепланетарной и региональной коромантийной геодинамики в границах группировок коромантийных плит (секторов), образующих конвективные ячейки Бенара *g*-типа;

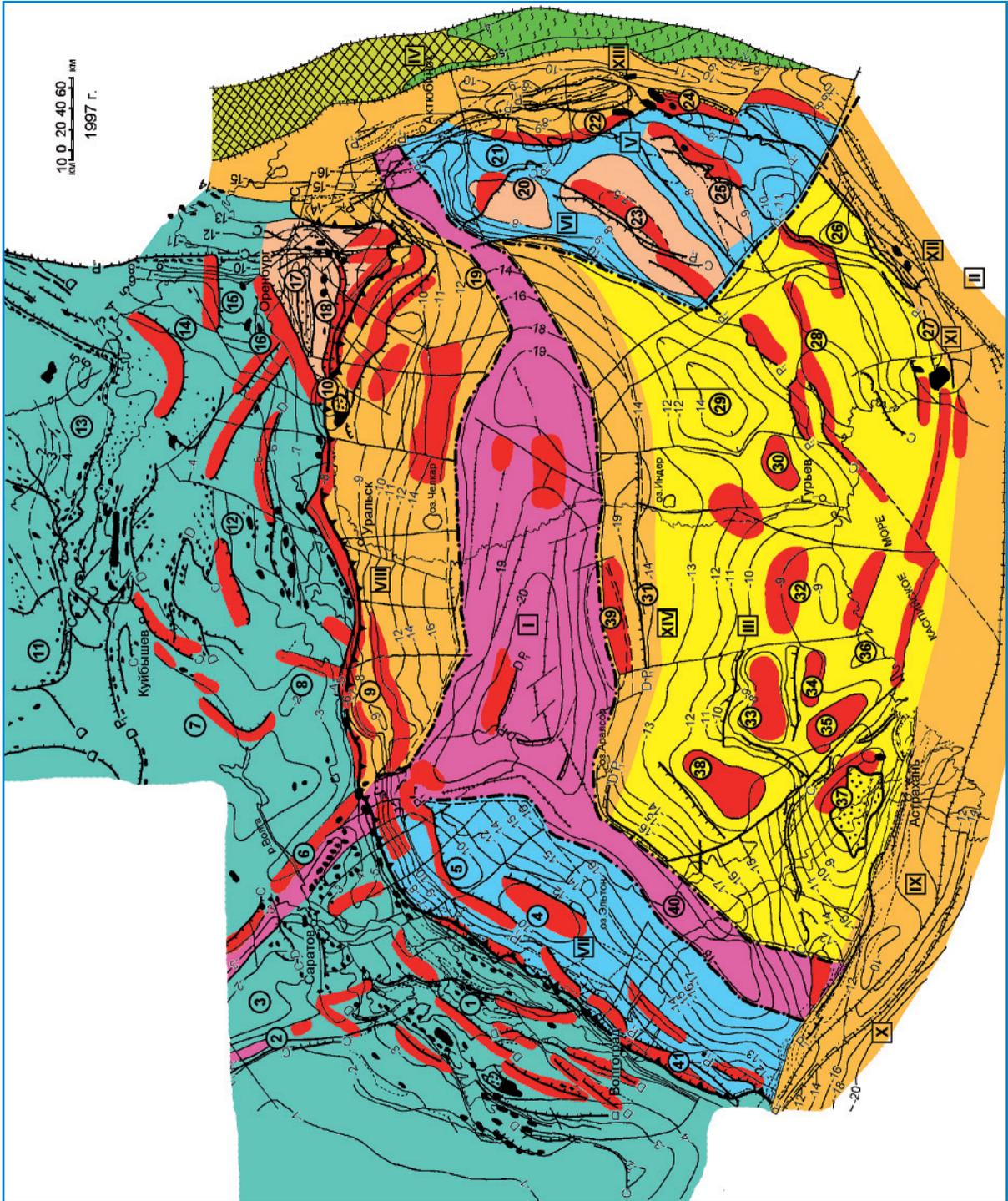




Рис. 2. Размещение зон нефтегазоаккумуляции (установленных и прогнозируемых) с учетом рифтовой системы межразломных и приразломных гипсометрически приподнятых блоков (на примере уникального месторождения Кашаган в акватории Каспийского моря)

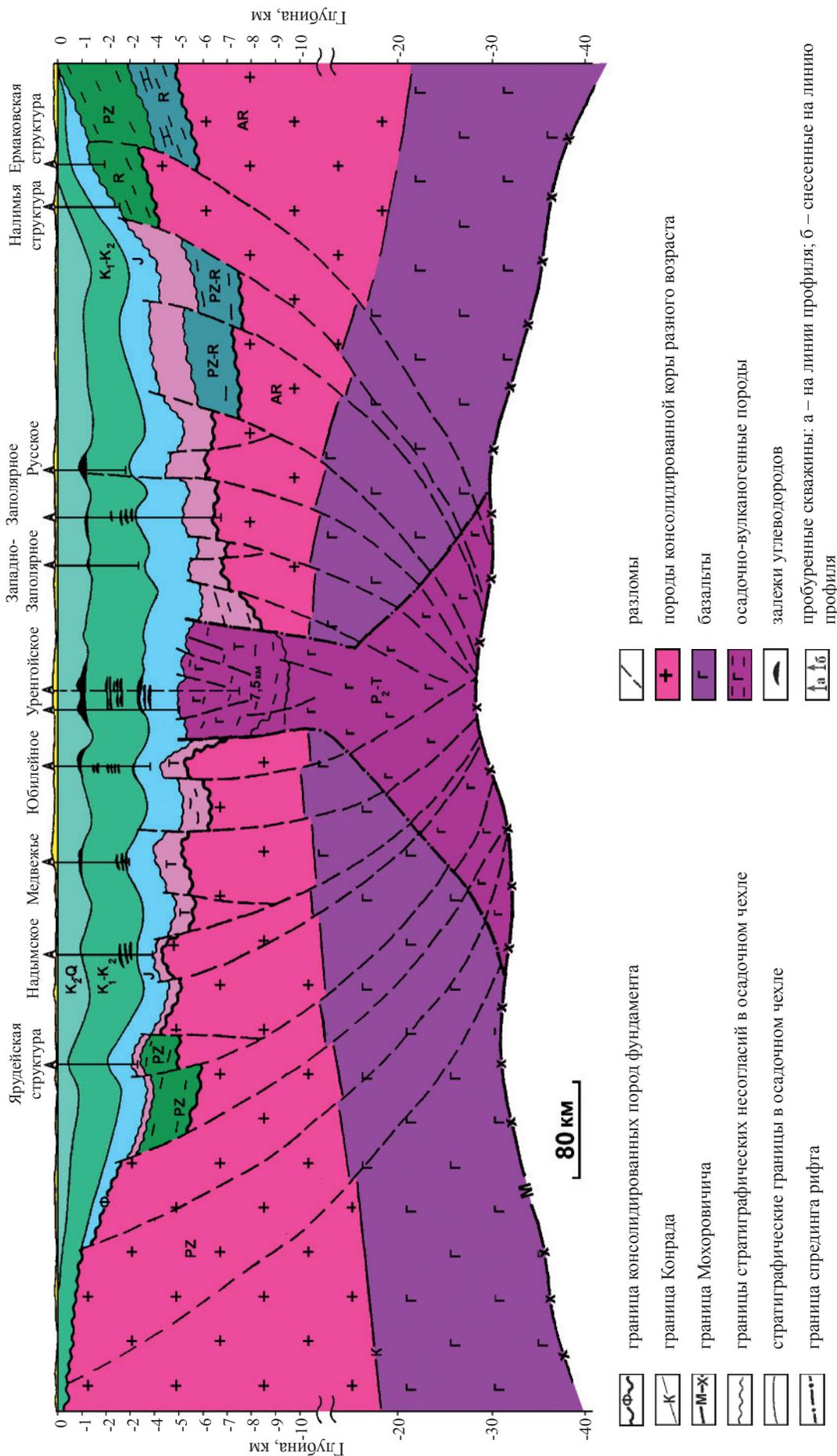


Рис. 3. Геодинамическая модель Западно-Сибирского НГБ по линии профиля Надымское – Русское месторождения (с использованием материалов по геотраверсу Березово – Усть-Мая). Примеры приуроченности уникальных и крупных месторождений УВ к межрифтовым, внутририфтовым, межразломным и приразломным блокам фундамента и осадочного чехла [2]

- ОБ формируются в процессе гравитационного неравномерного дайвинга вертикальных и субвертикальных столбчатых тел коромантийного вещества, вызванного подплавлением и перераспределением нижнемантийного вещества на разделе «внешнее ядро Земли – мантия» в связи с необходимостью и возможностью реализации для нашей планеты конвективного отвода эндогенной энергии;

- неравномерный дайвинг вертикальных и субвертикальных столбчатых тел вызывает изменение полей напряжений в мантийной оболочке, декомпрессию и генерацию в микро- и макрizonaх бифуркаций на границах столбчатых тел, плавление мантийного вещества, восходящий магматизм, приводящий к неравномерной деструкции области коромантийной оболочки в контурах формирующихся ОБ, а главное, деструкцию и неравномерное погружение блоков земной коры (рифтогенез), и затем формирование надрифтовой депрессии;

- при таком геодинамическом механизме первопричиной формирования ОБ и НГБ Земли являются фазовые переходы и формирование термоплюмов на разделе «ядро – мантия», вызывающие дайвинг-рифтогенную деструкцию областей коромантийной оболочки. Поэтому любой нефтегазоносный бассейн можно рассматривать в виде субрадиального деструктивного канала от раздела «ядро – мантия» до поверхности. Такой канал представляется в виде области сквозной столбчатой деструкции коромантийной оболочки, обеспечивающей встречный (по отношению к неравномерному дискретному дайвингу), восходящий к поверхности Земли магматизм, с выносом выделившихся глубинных флюидов, в том числе водорода, который гидрирует углеродсодержащее вещество осадочного чехла, пород и переходных комплексов. Верхняя часть этого канала завершается рифтовой системой с надрифтовой депрессией в земной коре любого типа, в том числе океанической, субокеанической, субконтинентальной с интрузивными и эффузивными базальтовыми породами синрифтового магматизма. В дальнейшем в процессе старения осадочного бассейна эта область преобразуется в ороген или консолидируется, а подкоровая (мантийная) часть области столбчатой деструкции сокращается в размерах и восстанавливает петрофизические и сейсмологические характеристики до значений, близких к межбассейновым областям платформ;

- для ОБ, находящихся на этапе формирования надрифтовых депрессий, главной закономерностью размещения зон нефтегазоаккумуляции в осадочном чехле как на малых, так и на больших глубинах является приуроченность месторождений УВ к гипсометрически приподнятым межрифтовым, внутририфтовым, межразломным и приразломным блокам подчехольного комплекса пород. В осадочном чехле над такими блоками конседиментационно формируются своды, мегавалы, валы, террасы, структурные мысы. Для ОБ, находящихся на начальных этапах старения, в качестве зон нефтегазоаккумуляции добавляются инверсионные и надвиговые структуры;

- дальнейшая эволюция ОБ связана с их постепенным разрушением, которое обусловлено продолжающимся дайвингом столбчатых коромантийных тел. Этот процесс завершается аккрецией деструктированной области коромантийной оболочки и формированием не только инверсионных и надвиговых структур, но и шарьяжей, вдвигов, т.е. структур латерального и вертикального выжимания осадочного чехла, свойственных орогенам (рис. 10). Далее происходят денудация и почти полное (до основания) разрушение ОБ.

В настоящее время, когда достигнут высокий уровень освоения ресурсов УВ богатейших НГБ Земли, крупные месторождения УВ могут быть открыты в быстро формирующихся ОБ палеоген-неогенового возраста. Такие бассейны расположены в пределах активных и пассивных окраин континентов, в поясах современного орогенеза. Яркими примерами таких открытий на больших глубинах в недоизученных ОБ являются: месторождения Шах-Дениз в формирующихся в настоящее время бассейнах Южнокаспийской впадины; в бассейне Мексиканского залива – Тибер, Каскида и другие месторождения; на бразильском шельфе в бассейне Сантос – месторождения Тьюпи, Кариока Сугар Лоаф [10]; в Прикаспийской впадине – месторождения Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Астраханское; на шельфе о. Сахалин в Охотоморском бассейне – месторождения Лунское, Чайво, Пильтун-Астохское, Южно-Кириновское, Кириновское; в Карском море – месторождения Русановское, Ленинградское; в Обской Губе – месторождения Каменномыское и Северо-Каменномыское; акваториях Баренцева моря – месторождения Штокмановское, Лудловское, Ледовое; в северной

Границы:

Западно-Сибирского НГБ



подножья моноклиналей, краевых выступов и краевых прогибов



грабен-рифтовых прогибов, разделяющих меж- и внутририфтовые приподнятые блоки

Месторождения углеводородов:

нефтяные



газовые



газоконденсатные

Локальные нефтегазоперспективные структуры:

выявленные



подготовленные к бурению



прогнозируемые зоны вероятного открытия новых месторождений углеводородов



перспективные объекты поиска

Тектонические элементы:

- *грабен-рифтовые прогибы*: ЛТ – Литковский; НР – Ноябрьский; ЧК – Чекинский; СР – Свердловский; БО – Белоостровский; ПХ – Пухучанский; БД – Байдаракский; ЯМ – Ямальский; ХБ – Хабынский; ЛБ – Лабынхинский; ЯВ – Явайский; ВШ – Высокоширотный; ЯР – Яруяхинский; СС – Северо-Сеяхинский; СО – Сояхинский; ЯТ – Яротинский; ПР – Парусовый; УЕ – Усть-Енисейский; АГ – Агапский; АН – Антипаютинский; СЯБ – Северо-Ямбургский; БХ – Большехетский; ДГ – Долганский; ЖД – Жданихинский; КР – Красноселькупский; ХС – Худосейский; СТЗ – Северо-Тазовский; ХД – Хадырьяхинский; НП – Нижне-Пурский; НТ – Нерутинский; НД – Надымский; ХТ – Худуттейский; АК – Акапурский; ПА – Пакупурский; АМ – Ампутинский; ПЯ – Пякупурский; ВА – Верхнеаганский;
- *меж- и внутририфтовые блоки*: ССГ – Северо-Сургутский; МН – Мининский; ВР – Воронинский; УН – Университетский; РЗ – Розевский; РС – Русановско-Скуратовский; ОБ – Обручевский; ШР – Шараповский; БР – Быррангский; ХК – Харасавейско-Крузенштернский; БВ – Бованенковский; НМ – Нурминский; ЦЯ – Центрально-Ямальский; ТМ – Тамбейский; СЯ – Среднеямальский; СЯМ – Северо-Ямальский; ПБ – Преображенский; ГД – Гыданский; ЮР – Юракский; ЗТ – Западно-Таймырский; ТА – Таймырский; ЛД – Ладертыйский; ЗТН – Западно-Танамский; ТММ – Танамо-Малохетский; АП – Адерпаютинский; НМС – Нижнемессояхский; ЯРД – Ярудейский; ЛН – Лунгорский; ЯМБ – Ямбургский; МВ – Медвежий; СЕ – Северный (Пурпейский); ВП – Верхнепурский (Вэнгапурский); ГБ – Губкинский; ЮБ – Юбилейный; СУ – Северо-Уренгойский; УР – Уренгойский; ЕТ – Етыпурский; ЗП – Заполярный; ТЗ – Тазовский; СЗ – Сузунский; РЧ – Русско-Часельский; ТК – Термокарстовый; МГ – Мангазейский; ХП – Харампурский; ВТ – Верхнетолькинский; ВК – Верхнекаралькинский;
- *моноклинали*: НЗ – Новоземельская; ЮН – Южно-Новоземельская; УЮ – Усть-Юрибейская; СЕ – Собтыеганская; ВП – Верхнеполуйская; ТР – Таймырская; ПС – Пясинская; СД – Сидоровская; ПЕ – Приенисейская;
- *выступы*: ПХ – Пахтусовский; ЩЧ – Щучинский; ХГ – Хишгорский; ТХ – Туруханский;
- *краевые прогибы*: КР – Карский; ЛП – Ляпинский

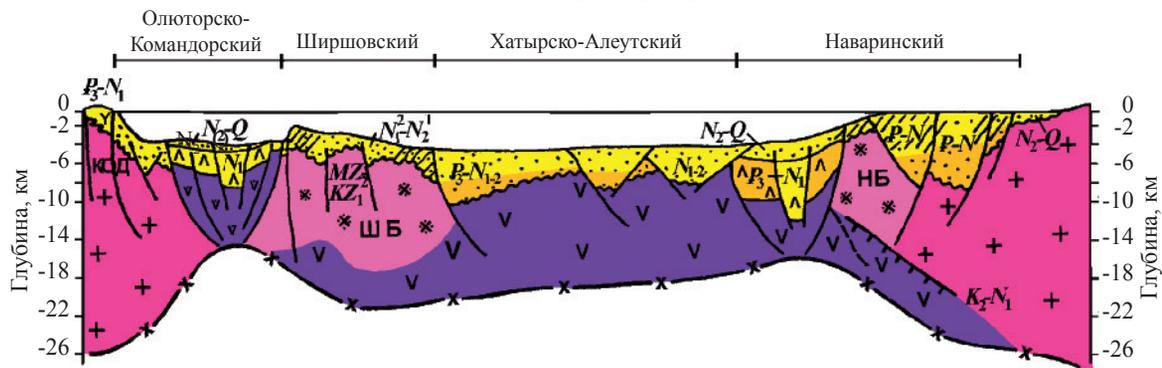
Месторождения УВ (выборочно):

- 1 – Русановское; 2 – Ленинградское; 3 – Бованенковское; 4 – Крузенштернское; 5 – Малыгинское;
- 6 – Южно-Тамбейское; 7 – Утреннее; 8 – Штормовое; 9 – Гыданское; 10 – Ладертыйское; 11 – Арктическое;
- 12 – Малоямальское; 13 – Северо-Каменномыское; 14 – Каменномыское; 15 – Ново-Портовское;
- 16 – Антипаютинское; 17 – Западно-Мессояхское; 18 – Мессояхское; 19 – Ванкорское; 20 – Ямбургское;
- 21 – Медвежье; 22 – Уренгойское; 23 – Северо-Уренгойское; 24 – Тазовское; 25 – Заполярное; 26 – Русское;
- 27 – Береговое; 28 – Южно-Русское; 29 – Юбилейное; 30 – Ямсовейское; 31 – Северо-Комсомольское;
- 32 – Северо-Губкинский; 33 – Южно-Пырейное; 34 – Восточно-Таркосалинское;
- 35 – Западно-Горшковское; 36 – Етыпурское; 37 – Вэнгаяхинское; 38 – Вэнгапурское; 39 – Толькинский;
- 40 – Восточно-Пякутинское

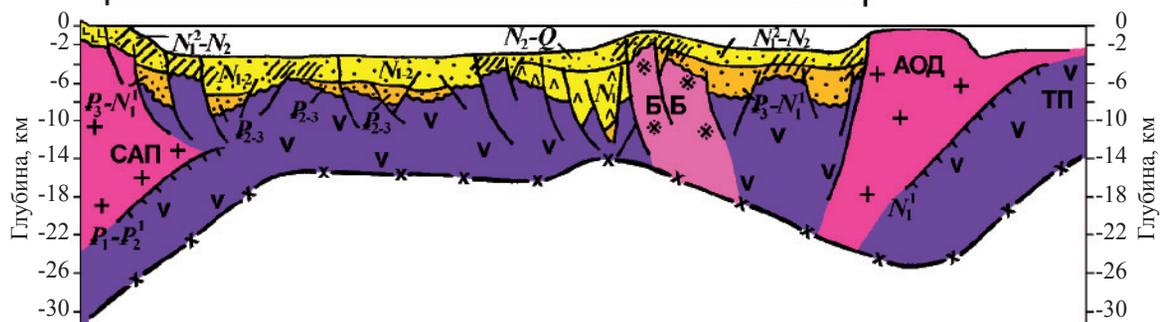
Перспективные объекты поиска в Русановско-Скуратовской зоне (структуры):

- I – Нярмейская; II – Скуратовская; III – Рождественская; IV – Кропоткина; V – Матусевича;
- VI – Рогозинская

СУББАССЕЙНЫ

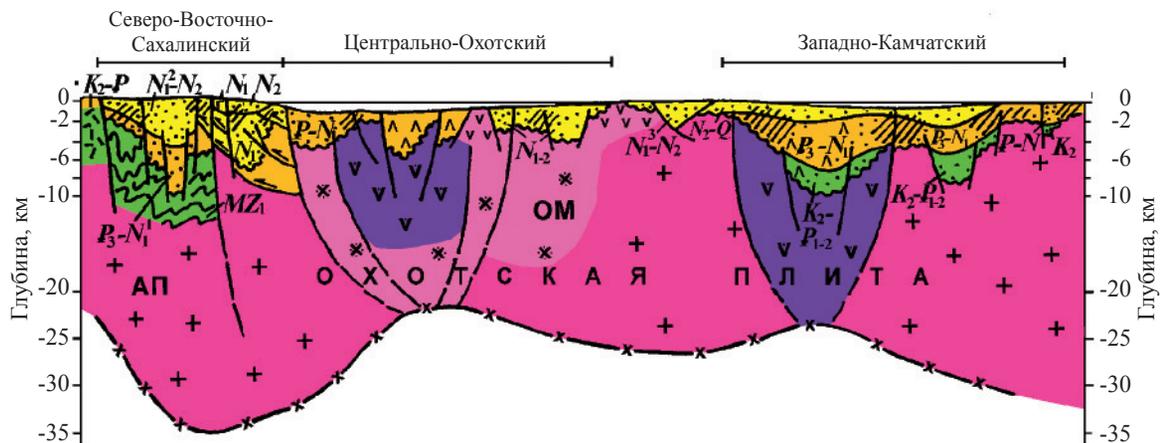


Хатырско-Алеутский суббассейн

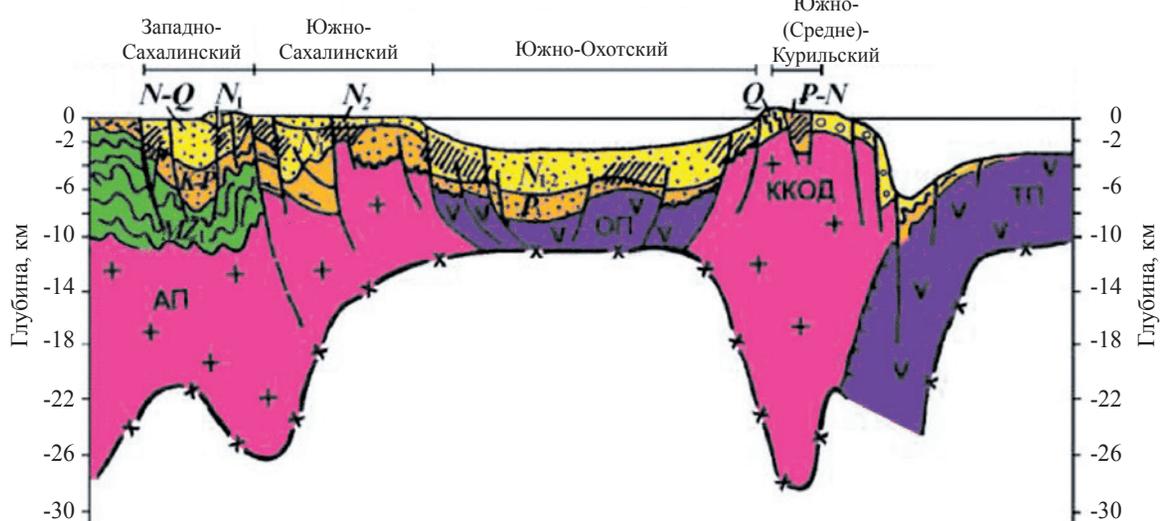


а
б

СУББАССЕЙНЫ



СУББАССЕЙНЫ



**Тектонические элементы:**

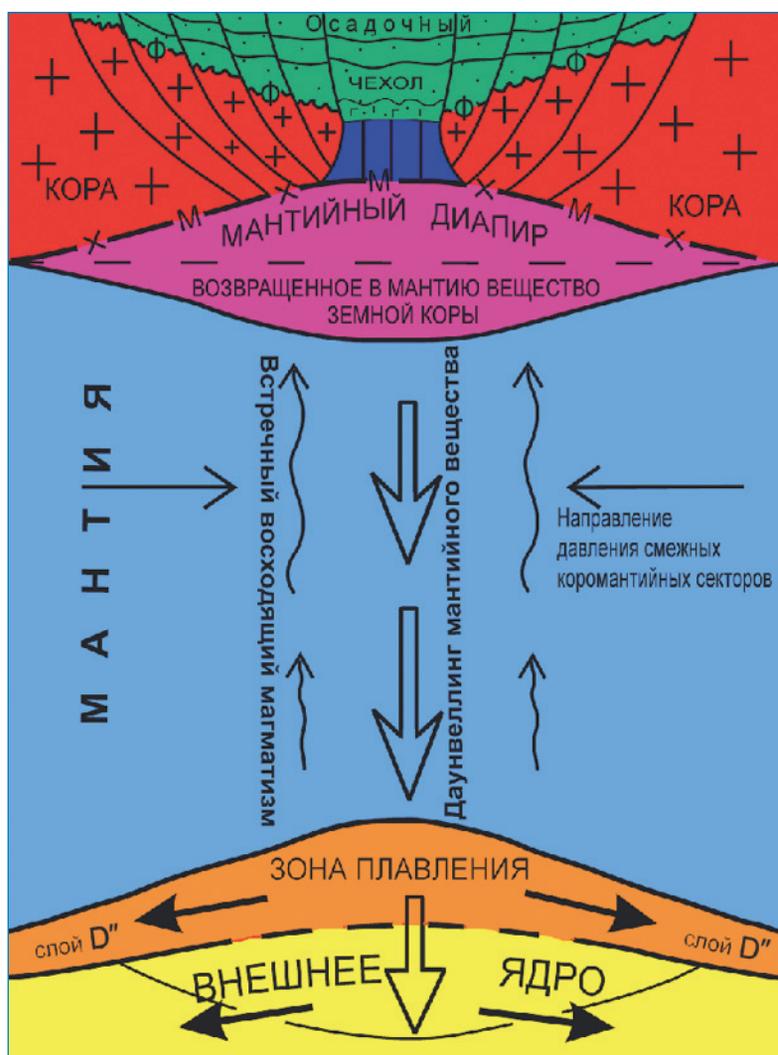
АП – Амурская плита; ОП – Охотоморская плита; ОМ – Охотоморский микроконтинент;
 САП – Сихотэ-Алиньская плита; ТП – Тихоокеанская плита; АОД – Алеутская островная дуга;
 КОД – Командорская островная дуга; ККОД – Курило-Камчатская островная дуга; ББ – блок Бауэрс;
 НБ – Наваринский блок; ШБ – Ширшовский блок

Рис. 5. Геодинамические модели Беринговоморского (а) и Охотоморского (б) нефтегазоносных регионов

части Каспийского моря – месторождения Ракушечное, имени Ю. Корчагина, Хвалыньское, Центральное.

В целом глубокие недра ОБ менее благоприятны для формирования скоплений УВ, так как на больших глубинах происходит уплотнение пород осадочного чехла и снижение их фильтрационно-емкостных свойств. В возрастном ряду наиболее благоприятны для поисков месторождений УВ на больших глубинах молодые, ныне формирующиеся ОБ, отличающиеся большой ($2 \div 8$ мм/год) скоростью погружения

(типа Южно-Каспийского и др.) в пределах современных субдукционных, геосинклинальных поясов и зон. В таких ОБ глубокопогруженные породы пластов-коллекторов еще не утратили высоких значений пористости ($20 \div 25$ %) и сохраняют высокую проницаемость. Здесь же протекают интенсивные процессы генерации и миграции УВ в ловушки. Наиболее благоприятными условиями для формирования и сохранения крупных и уникальных скоплений УВ, в том числе в глубокозалегающих комплексах, отличаются подсолевые толщи в пределах

**Комплексы горных пород:**

-  осадочного чехла
-  вулканогенно-осадочные синрифтового комплекса
-  дайкового комплекса
-  консолидированной земной коры

Границы:

-  стратиграфические в осадочном чехле
-  поверхности фундамента

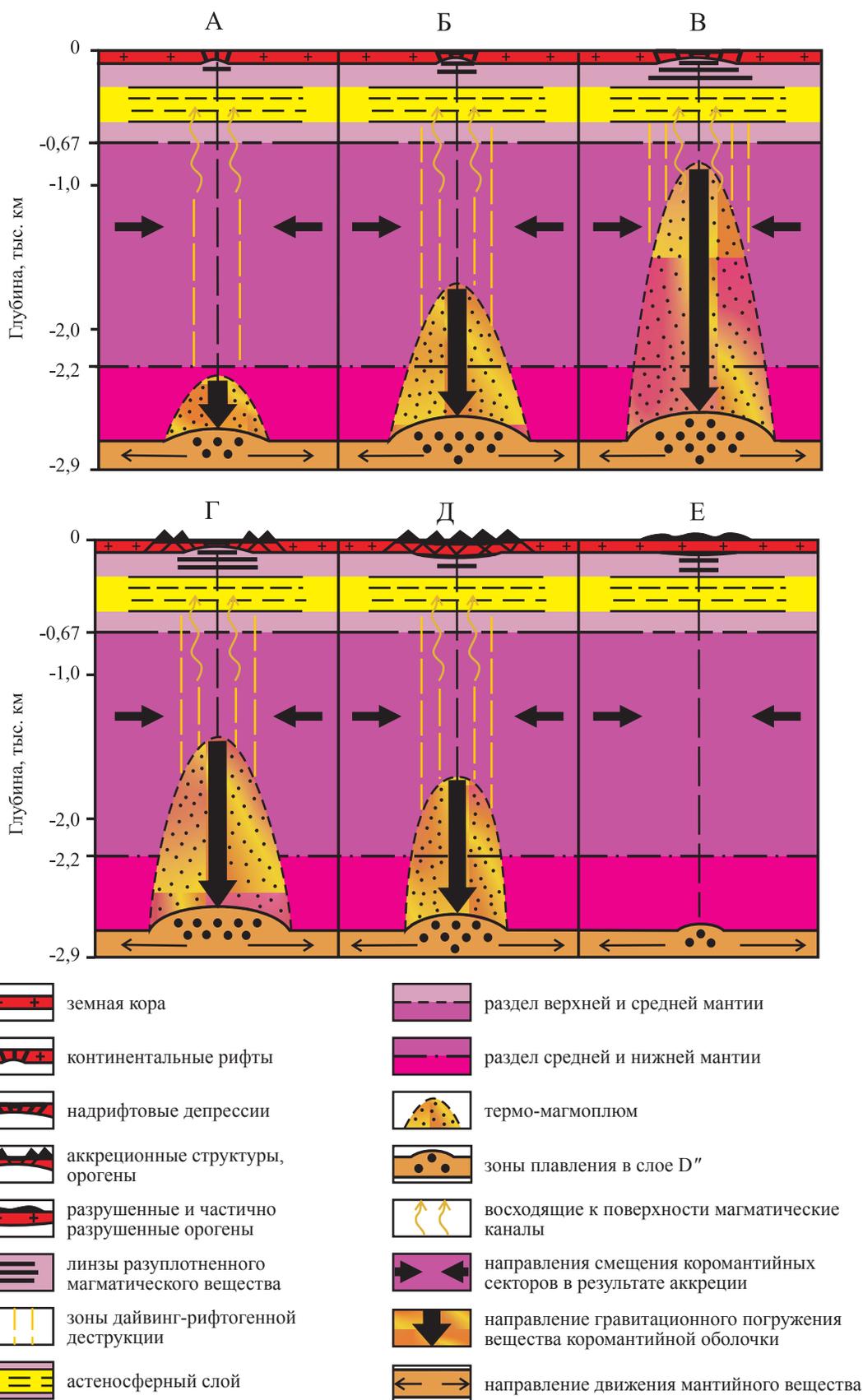
Положения границы Мохоровичича:

-  современная
-  перед началом рифтогенеза
-  после формирования осадочного бассейна, если бы не действовали процессы деструкции и частичного возврата корового вещества в мантию

Направления:

-  дайвинга коромантийных столбчатых тел под осадочным бассейном в зону плавления слоя D'' и/или в верхние слои внешнего (жидкого) ядра Земли
-  встречного восходящего магматизма на границах между столбчатыми телами в области дайвинг-рифтогенной деструкции коромантийной оболочки (в виде жил, даек и других магматических тел)
-  перераспределения нижнемантийного вещества в слое D'' и/или в верхних слоях внешнего ядра к поясам и зонам апвеллинга под океаническими рифтами
-  давления смежных коромантийных секторов

Рис. 6. Геодинамическая модель возврата корового вещества в мантию в узких зонах дайвинга при формировании осадочных бассейнов



Этапы бассейногенеза:

А – заложения континентальных рифтов; Б – заложения надрифтовых депрессий; В – сформировавшегося осадочного бассейна; Г – начальной трансформации окраин осадочного бассейна; Д – зрелого орогена; Е – частичной или полной денудации и денепленизации

Рис. 7. Этапы геодинамической эволюции ОБ Земли

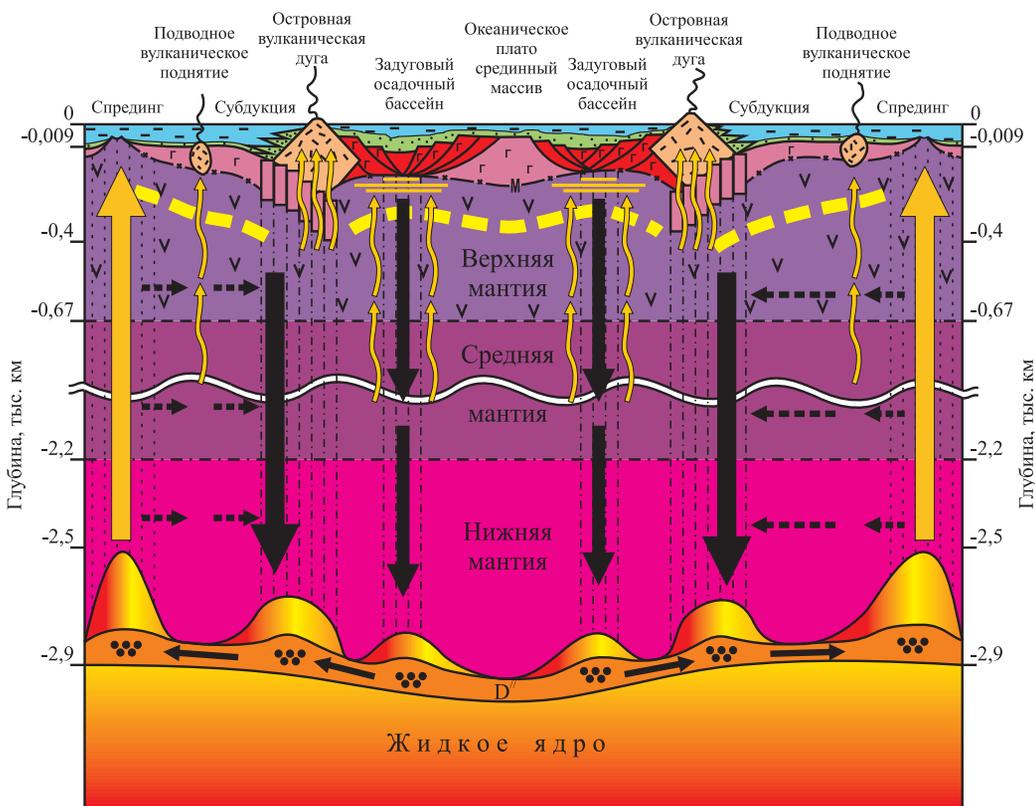
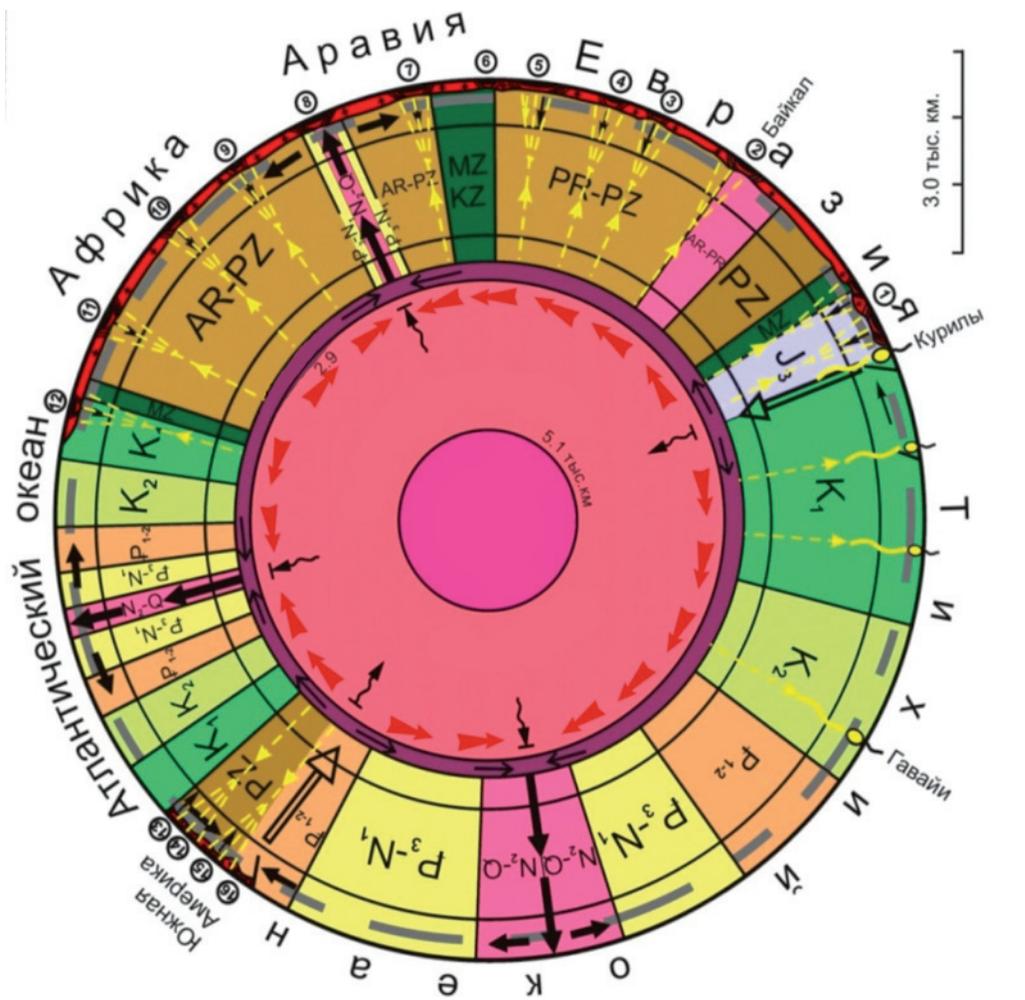
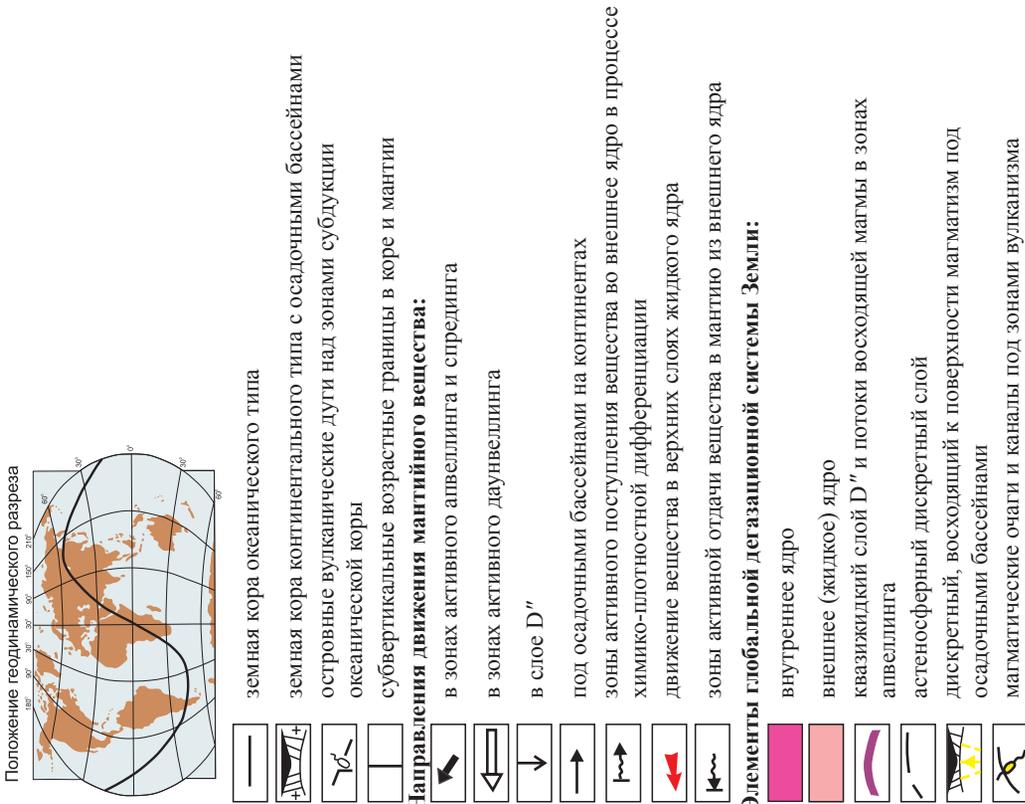


Рис. 8. Глубинная коромантийная структура бассейно- и нефтидогенеза с элементами планетарной магмофлюидодинамической системы на примере активной окраины континента или молодой геосинклинальной области



НГБ и возможнортегазонасные бассейны (ВНГБ):

- 1 – Охотоморский НГБ; 2 – Лено-Тунгусский НГБ; 3 – Зайсанский НГБ; 4 – Чу-Сарьсуйский НГБ; 5 – Амударьинский НГБ; 6 – Турлулский ВНГБ; 7 – Персидского залива НГБ;
- 8 – Красноморский НГБ; 9 – Верхненильский НГБ; 10 – Танганькийский ВНГБ; 11 – Окаванго ВНГБ; 12 – Намбийский НГБ; 13 – Пелотас ВНГБ; 14 – Рио-Саладо ВНГБ;
- 15 – Мендоса НГБ; 16 – Лебу-Арауко НГБ

Рис. 9. Осадочные бассейны во взаимосвязи с глубинной геодинамикой Земли

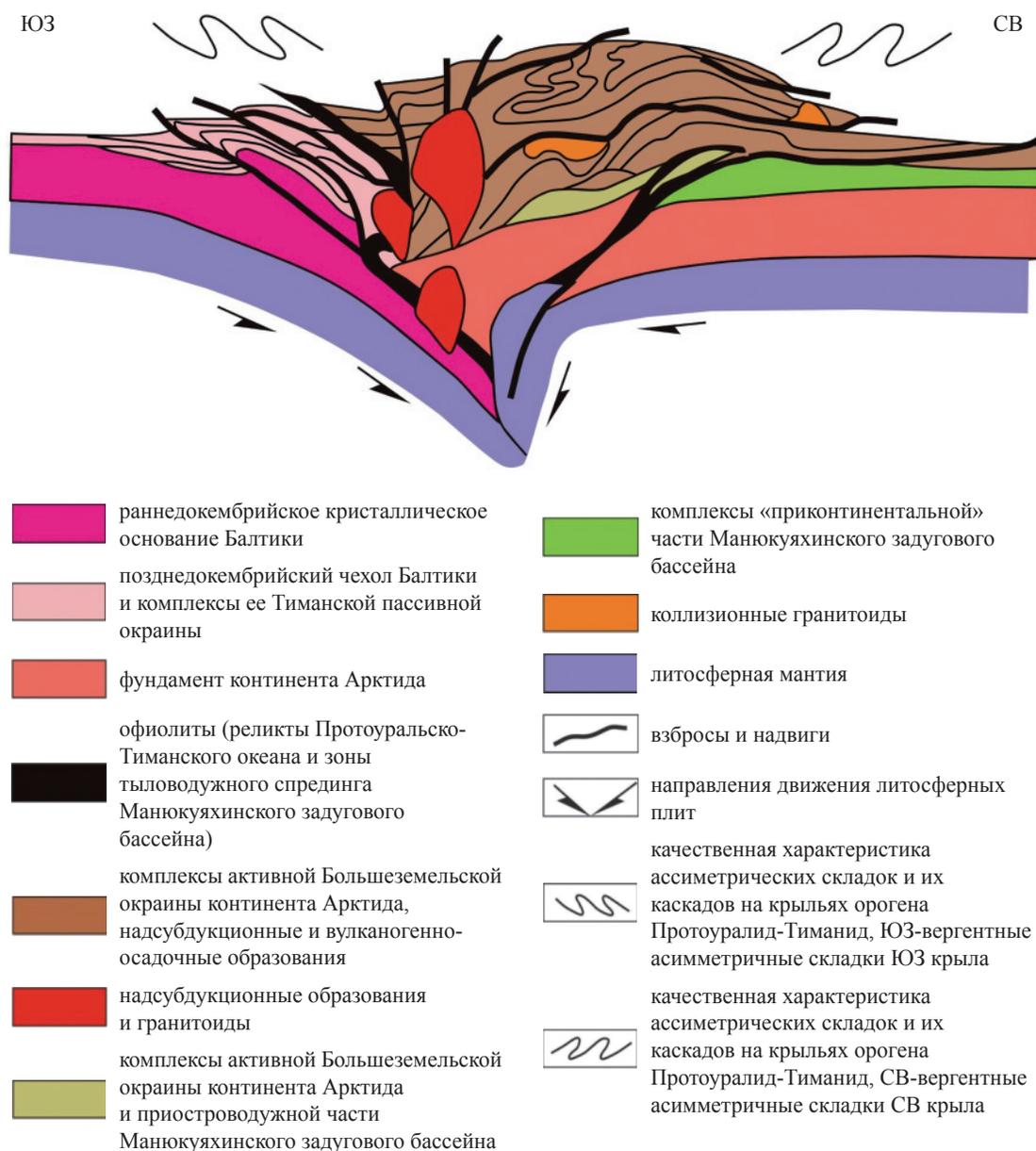


Рис. 10. Концептуальная схема строения кембрийского коллизионного орогена Протоуралид-Тиманид [9]

меж- и внутририфтовых гипсометрически приподнятых блоков, например Северо-Каспийской системы поднятий, склонов Соль-Илецкого свода и внутренних прибортовых зон Прикаспийской впадины. Продолжатся открытия уникальных и крупных газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений на севере Западно-Сибирского мегабассейна – это Центрально-Карский мегавал, Северо-Малыгинская зона, Преображенский и Юрацкий своды; мегавалы и крупные приподнятые блоки в Тунгусской синеклизе, возможно, в Присяяно-Енисейской и Юдомо-Майской впадинах Сибирской платформы. Имеются тектонические и онтогенетические предпосылки

наличия новых крупных месторождений УВ на шельфе о. Сахалин, в прибрежных зонах Западно-Камчатского и Магаданского шельфов; не исключены открытия крупного масштаба на Анадырском и Хатырском шельфах Берингова моря, а также в российском секторе Черного моря на валу Шатского.

В связи с накопившимися геолого-геофизическими материалами по региональному и глубинному строению российского сектора Арктики, позволяющими воссоздать макроструктуру осадочного чехла, переходных комплексов и фундамента, имеются все основания ожидать открытий крупных месторождений УВ преимущественно в кайнозойских и мезо-

зойских комплексах пород потенциально газонефтеносных, находящихся в стадии формирования бассейнов моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского [11]. Значительные газовые скопления (100÷250 млрд м³) прогно-

зируются здесь в неоген-палеогеновых отложениях, а нефтегазоконденсатные и нефтяные – в мезозойских и верхнепалеозойских комплексах, преимущественно на глубинах 3,5÷5,5 км.

Список литературы

1. Айсберг Р.Е. Листрическая тектоника платформ / Р.Е. Айсберг, Р.Г. Гарецкий // Доклады РАН. – 1996. – Т. 346. – № 3. – С. 501–504.
2. Астафьев Д.А. Роль рифтогенеза в размещении зон нефтегазонакопления (на примере осадочных бассейнов России) / Д.А. Астафьев // Тр. ВНИГНИ. – М.: ВНИГНИ, 2001. – С. 37–58. – (Серия «Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России»).
3. Астафьев Д.А. Прогноз новых зон газонефтеносности и направления поисково-разведочных работ на шельфах Охотского и Берингова морей России / Д.А. Астафьев // Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы: сб. научных статей. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 231–248.
4. Астафьев Д.А. Тектоно-динамические и литолого-фациальные предпосылки нефтегазоносности Южно-Каспийской впадины / Д.А. Астафьев, Н.Ф. Медведев, А.В. Ахияров и др. // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 года: сб. научных статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 84–93.
5. Астафьев Д.А. Генетическое единство и индивидуальные различия в строении осадочных бассейнов / Д.А. Астафьев // Геология нефти и газа. – 2002. – № 2. – С. 47–51.
6. Астафьев Д.А. Коромантийные структуры бассейно- и нафтидогенеза / Д.А. Астафьев // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 24–27.
7. Астафьев Д.А. Роль планетарной магмофлюидодинамической системы Земли в тектогенезе, бассейно- и нафтидогенезе / Д.А. Астафьев // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь: материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. – М.: ГЕОС, 2010. – С. 39–43.
8. Астафьев Д.А. Причины формирования и распада Пангеи / Д.А. Астафьев // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя: материалы XLIII Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН. – М.: ГЕОС, 2010. – Т. 1. – С. 25–29.
9. Кузнецов Н.Б. Кембрийский ороген Протоуралид-Тиманид: структурные доказательства коллизионной природы // Доклады Академии наук. – 2008. – Т. 423. – № 6. – С. 1–6.
10. Варламов А.И. Углеводородный потенциал глубокозалегающих отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира / А.И. Варламов, М.И. Лоджевская // Материалы первых Кудрявцевских чтений: Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. – М.: ЦГЭ, 2012.
11. Астафьев Д.А. Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток / Д.А. Астафьев, В.А. Шеин, А.Г. Черников и др. // Материалы IV Международной конференции (ROOGD-2012). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 39–60.
12. Астафьев Д.А. Группировки коромантийных плит в современной геодинамике Земли. Фундаментальные проблемы геотектоники / Д.А. Астафьев // Материалы XI Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН. – М.: ГЕОС, 2007. – С. 31–35.

УДК 553.98

И.В. Истратов

Нефтегазоносность и ресурсный потенциал основных осадочных бассейнов Мирового океана

Ключевые слова:

нефть,
газ,
ресурсы,
запасы,
шельф,
нефтегазоносный бассейн.

Keywords:

oil,
gas,
resource,
reserves,
offshore,
oil-and-gas basin.

К настоящему времени в большинстве осадочных бассейнов мира (которых насчитывается 650÷700) в широком стратиграфическом диапазоне – от докембрия до четвертичных отложений включительно – выделены нефтегазоносные комплексы и открыты месторождения углеводородов (УВ). Около 100 нефтегазоносных или потенциально нефтегазоносных бассейнов (НГБ) выявлено в пределах Мирового океана (прибрежная зона, шельф и континентальный склон; возраст нефтегазоносных комплексов – от позднего палеозоя до позднего кайнозоя). Согласно многочисленным публикациям, морфогенетически эти НГБ столь же разнообразны, как и сухопутные. Анализ геологического строения и потенциала углеводородного сырья основных НГБ Мирового океана позволяет отметить, что по географическому признаку они группируются в восемь регионов: Арктический Северного Ледовитого океана, Северной Атлантики, Средиземного моря, Южной Атлантики, запада Индийского океана, востока Индийского океана, запада и юго-запада Тихого океана, востока Тихого океана. В представленной таблице отражены начальные ресурсы УВ основных бассейнов Мирового океана по опубликованным материалам [1–11] и данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на 2010–2013 гг.

Начальные ресурсы углеводородов основных осадочных бассейнов шельфа Мирового океана

Нефтегазоносный бассейн	Начальные ресурсы	
	нефть, млрд т	газ, трлн м ³
Арктический регион Северного Ледовитого океана		
<i>Арктический шельф России</i>		
Западно-Баренцевский	9,0	8,0
Восточно-Баренцевский	20,0	41,0
Тимано-Печорский	4,0	1,8
Южно-Карский	7,0	33,0
Северо-Карский	2,3	3,3
Лаптевский	2,3	4,2
Восточно-Арктический	6,0	4,7
Новосибирско-Чукотский	0,7	2,0
Итого	51,3	98,0
<i>Арктический шельф Северной Америки</i>		
Северо-Аляскинский	4,0	3,5
Дельты р. Маккензи – моря Бофорга	4,5	1,7
Свердрупский	1,0	1,1
Итого	9,5	6,3
Северная Атлантика		
Норвежский	1,0	6,0
Североморский	4,0	3,5
Юго-Западной Европы	0,5	0,3
Лабрадорский	2,5	2,0
Мексиканского залива	5,9	6,4
Карибский	21,0	8,1
Итого	33,5	22,9

Нефтегазоносный бассейн	Начальные ресурсы	
	нефть, млрд т	газ, трлн м ³
Средиземное море		
Западно-Средиземноморский	0,1	0,3
Адриатический	0,1	0,1
Восточно-Средиземноморский	0,5	4,5
Восточно-Черноморский	–	7,0
Южно-Каспийский	4,0	15,0
Прикаспийский	3,0	21,0
Итого	7,7	47,9
Южная Атлантика		
Гвинейский	21,0	6,9
Амазонский	0,5	0,5
Реконкаво-Кампус	6,9	5,7
Итого	28,4	13,1
Западная часть Индийского океана		
Красного моря	1,8	–
Персидского залива	83,4	102,0
Бомбейский	1,5	–
Итого	86,7	102,0
Восточная часть Индийского океана		
Бенгальского залива	0,2	4,0
Западно-Австралийский	0,5	3,3
Итого	0,7	7,3
Западная и юго-западная части Тихого океана		
Берингова моря	0,5	0,7
Охотоморский	7,6	6,5
Южно-Китайский	3,0	3,5
Юго-Восточной Азии	2,7	4,2
Таранаки	0,1	1,0
Гипсленд	0,5	3,0
Итого	14,4	18,9
Восточная часть Тихого океана		
Южно-Аляскинский	1,0	0,5
Южно-Калифорнийский	1,8	1,0
Гуаякиль-Прогрессо	1,0	1,0
Итого	3,8	2,5
ВСЕГО	236,0	322,3

Арктический НГБ Северного Ледовитого океана

Наименее изучен в нефтегазоносном отношении и в первую очередь из-за сложных природно-климатических условий. Наиболее исследована его западная часть, где выделены Северо-Аляскинский (или Северного склона Аляски), дельты р. Маккензи – моря Бофорта и Свердрупский НГБ.

К нефтегазоносным и потенциально нефтегазоносным относятся осадочные бассейны на шельфе Гренландии и Евразии, связанные с морями Лаптевых (Лаптевский НГБ), Восточно-Сибирским (Восточно-Арктический НГБ), Чукотским (Новосибирско-Чукотский НГБ), Баренцевым, Карским, Печорским (Тимано-Печорский НГБ). В Северном Ледовитом океане на шельфе и в прибрежной зоне выявлено около 80 месторождений (в том числе 50 нефтяных и нефтегазовых, 25 газовых и газоконденсатных).

Углеродородный потенциал Северо-Американского сегмента шельфа Арктического мегабассейна большинством экспертов оценивается в пределах 4,5÷9,5 млрд т нефти и 3,5÷6,0 трлн м³ газа. В целом имеющийся ресурсный потенциал Арктического региона оценивается Геологической службой США в 22÷85 трлн м³, и отмечается,

что большая часть ресурсов приходится на Россию. В российских морях Западной Арктики (включая прибрежную зону) уже открыто 20 месторождений с суммарными запасами более 10 трлн м³ газа и 0,5 млрд т нефти. Существенные ресурсы также могут быть выявлены, кроме Аляски (где ресурсы оценены в 3,5 трлн м³), в Канаде и Гренландии.

Северо-Аляскинский НГБ. Площадь этого НГБ составляет 462 тыс. км². В его пределах выявлено более 50 месторождений УВ в стратиграфическом интервале разреза от карбона до неогена.

Наиболее крупное нефтегазовое месторождение Прадхо-Бей открыто в 1968 г. Залежи нефти приурочены к песчаным пластам юры (глубины залегания – 2060÷2150 м), триаса (2460÷2650 м) и известнякам карбона (2680÷3190 м). Геологические запасы нефти оцениваются в 3,5 млрд т, извлекаемые – в более 1,5 млрд т. Запасы газа составляют 765 млрд м³. Разведанные извлекаемые запасы УВ наиболее крупных 16 морских месторождений Северо-Аляскинского НГБ – 2,0 млрд т нефти и 800 млрд м³ газа; начальные ресурсы бассейна оцениваются соответственно в 4 млрд т и 3,5 трлн м³.

НГБ дельты р. Маккензи – моря Бофорта. Площадь этого НГБ составляет 120 тыс. км². В его пределах выявлено 25 нефтяных и газовых месторождений. Залежи УВ залегают на глубинах около 3500 м. Первое месторождение нефти (Аткинсон) было открыто в 1970 г. Наиболее крупные газовые месторождения на побережье – Таглу и Парсонс с извлекаемыми запасами по 100 млрд м³ каждое. В 1978 г. в 75 км от берега на глубине 55 м было открыто крупнейшее нефтяное месторождение Копаноар с извлекаемыми запасами в 250 млн т. Впоследствии были выявлены нефтегазовые месторождения Амаулигак, Иссунгнак, Некторалик и др.

В целом на побережье и на шельфе НГБ доказанные запасы нефти составляют 1250 млн т, газа – 350 млрд м³; потенциальные ресурсы оцениваются в 4,5 млрд т нефти и 1,7 трлн м³ газа.

Свердрупский НГБ. Площадь этого НГБ, занимающего большую часть Арктического архипелага Канады, составляет 280 тыс. км². С 1969 г. здесь открыто более 20 месторождений УВ. К наиболее крупным относятся газовые месторождения Хекла (198 млрд м³), Дрейк-Пойнт (158 млрд м³), Чар и Уайтфши

(85÷140 млрд м³). Разведанные извлекаемые запасы природного газа составляют 600 млрд м³. В начале 1980-х гг. были выявлены следующие месторождения: нефтяное – Бент-Хорн (в рифовом массиве девонского возраста) и нефтегазовые – Маклин, Сиско, Скейт и др. Извлекаемые запасы нефти в НГБ превышают 200 млн т. Потенциальные ресурсы УВ Свердрупского НГБ оцениваются в 1,0 млрд т нефти и 1,1 трлн м³ газа.

Северная Атлантика

Регион располагается между Северо-Американским и Европейским континентами от параллели 20' с.ш. до меридиана восточных островов архипелага Шпицберген при ширине 3500÷6400 км. Сюда же условно относятся шельфы Средиземного, Черного, Азовского и Каспийского морей. Нефтегазоносность региона связана с подводной окраиной материков (шельф, континентальный склон) и шельфом внутренних морей.

Наиболее крупными НГБ региона являются: Норвежский, Североморский, Юго-Западной Европы; Лабрадорский (запад), Мексиканский и Карибский (юг) Северо-Американского континента; Западно-Средиземноморский, Адриатический, Восточно-Средиземноморский; Южно-Каспийский, Средне-Каспийский и Прикаспийский.

Норвежский НГБ (включая Норвежское море) площадью 1383 тыс. км² расположен вдоль северо-западного побережья Скандинавии. Поисковое бурение здесь начато в конце 1970-х гг. Месторождения природного газа и нефти (Тромсё, Хейдрун и др.) выявлены в песчаниках юры и триаса, залегающих на глубинах около 2,5 км. Наиболее крупное – газонефтяное месторождение Тролл (Норвежский желоб на границе с Северным морем). В норвежском секторе Баренцева моря в последние годы выявлены крупные месторождения: нефтегазовые – Голиат, Скругард и др.; газоконденсатно-нефтяное – Сноувит (более 160 млрд м³ газа и около 20 млн т жидких УВ). Потенциальные ресурсы УВ этого НГБ оценены в 1,0 млрд т нефти и 6,0 трлн м³ газа.

Североморский НГБ расположен в основном в пределах акватории Северного моря (площадь – 660 тыс. км²). Здесь выявлено более 100 нефтяных и более 80 газовых месторождений. Основная их часть связана с Центрально-Североморской рифтовой системой, состоящей

из нескольких грабенов. Так, грабен Экофиск содержит крупные газонефтяные (Экофиск, Элдфиск) и газоконденсатные (Албускыл, Валгалл и др.) месторождения. Следует отметить, что месторождения приурочены не только к грабенам, но и к смежным горстам-поднятиям, например в пределах поднятия Викинг открыто крупное нефтяное месторождение Осеберг. Залежи нефти сконцентрированы в песчаниках средней юры. Общие извлекаемые запасы нефти определены в 100 млн т, газа – в 50 млрд м³. В Южно-Североморской впадине выявлены газовые месторождения Вайкинг, Индефатигейбл, Леман, Пласид, Хьюитт; на суше – гигантское газовое месторождение Гронинген с начальными запасами 2,7 трлн м³. Суммарные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья Североморского НГБ оцениваются в 7,5 млрд т, из которых 4 млрд т приходится на нефть.

НГБ Юго-Западной Европы. В составе подводной окраины этого НГБ площадью 400 тыс. км² выделяются шельфы Ирландского моря, Бискайского залива Франции (Армориканский), Пиренейского п-ова (Испанский) и Португальский. Потенциальные ресурсы НГБ незначительны и оцениваются в 0,5 млрд т нефти и 0,3 трлн м³ газа.

Лабрадорский НГБ занимает северо-восточную часть атлантической окраины Северной Америки. В его составе выделяются суббассейны: Балтимор-Каньон, Новошотландский, Большой Ньюфаундлендской банки и собственно Лабрадорский.

Суббассейн Балтимор-Каньон приурочен к грабен-впадине площадью в 45 тыс. км². Перспективы нефтегазоносности связываются с погруженным в восточном направлении рифовым массивом, плато Блейк и банкой Джорджес. Потенциальные ресурсы суббассейна оцениваются в 80 млн т нефти и 115 млрд м³ газа.

Новошотландский суббассейн расположен в районе о. Сейбл. Здесь пробурено более 150 скважин, открыто несколько мелких месторождений нефти и газа. Запасы самого большого месторождения Венчур оцениваются по газу в 47,6 млрд м³, по конденсату – в 2 млн т.

В *суббассейне Большой Ньюфаундлендской банки* выявлено более 15 месторождений нефти и газа: Бен-Невис, Терра-Нова, Хеброн, Хиберния, Южный Темпест и др. Наиболее крупное нефтяное месторождение Хиберния расположено в 310 км от берега при глубине

моря 80–90 м. Залежи находятся в песчаниках верхней юры и мела на глубинах 2164–4465 м. Запасы месторождений составляют 177 млн т нефти и 150 млрд м³ газа.

Лабрадорский суббассейн выделен в пределах рифтогенного трога Найн. Здесь открыты газовые и газоконденсатные месторождения: Бьярни, Гундрич, Снорри, Хопдайл и др. Севернее, в Девисовом проливе, поисковые скважины дали непромышленные притоки углеводородов. Извлекаемые запасы выявленных месторождений определены в 1,4 млрд м³ газа и 600 млн т нефти. Общие потенциальные ресурсы Лабрадорского НГБ оцениваются в 2,5 млрд т нефти и 2,0 трлн м³ газа.

НГБ Мексиканского залива. Площадь этого НГБ составляет почти 2 млн км². Толщина осадочного чехла северного шельфа Мексиканского залива достигает 17 км, из них 12 км – дельтовые песчано-глинистые кайнозойские образования древней речной системы Палеомиссисипи, залежи стратиграфически экранированные. На северном шельфе открыто около 150 нефтяных и более 400 газовых месторождений, некоторые из них содержат извлекаемые запасы нефти – около 200 млн т, газа – 100 млрд м³. Здесь находится одно из крупнейших нефтяных месторождений США – Ист-Тексас с промышленными запасами в песчаниках верхнего мела 722 млн т, которое разрабатывается с 1927 г. Начальные извлекаемые запасы северного шельфа НГБ определены в 1,5 млрд т нефти и 2,5 трлн м³ газа. Всего в этом районе добыто около 70 % начальных извлекаемых запасов УВ – 1 млрд т нефти и 1,3 млрд м³ газа. Перспективна глубоководная часть залива – впадина Сигсби. Общие ресурсы оценены в 4,5 млрд т нефти и 3,0 трлн м³ газа.

Значительное число месторождений выявлено в прибрежной части залива: Бей-Кайю, Бей-Марчанд, Кейллу-Айленд, Соут-Пасс, Тимбалиер-Бей и др. Весь НГБ, включая сушу, характеризуется широким развитием рифов, образующих гигантское кольцо – Галф-Кост (Золотой пояс). Его западная часть находится на суше, восточная – в акватории. Всего в пределах Галф-Коста открыто более 1500 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти – 7,7 млрд т, газа – 4,3 трлн м³.

На западном шельфе Мексиканского залива находится *суббассейн Тампико-Гукснау*. Его начальные разведанные запасы оцениваются в 300 млн т нефти и 70 млрд м³ газа,

неоткрытые ресурсы – в 100 млн т нефти и 30 млрд м³ газа.

В юго-западной части Мексиканского залива выделен шельф залива Кампече. В пределах горстового поднятия Кантарел (нефтегазоносны меловые и верхнеюрские отложения) выявлены наиболее крупные месторождения – Абкатун, Акал, Бакай, Малуб, Нооч, Чак и др. Начальные извлекаемые запасы нефти и газа залива Кампече, включая глубоководную часть, оцениваются в 5÷10 млрд т н.э.

Карибский НГБ. Углеводородные скопления Карибского НГБ сконцентрированы, главным образом, в его юго-западной части – *Маракайбском суббассейне*. Основная часть суббассейна (11,2 тыс. км²) расположена в пределах лагуны Маракайбо (11,2 тыс. км²), связанной с одноименной межгорной впадиной площадью 30 тыс. км². В восточной части лагуны выявлено гигантское нефтяное месторождение Боливар Прибрежный (Боливар-Кост) площадью 3,5 тыс. км², в состав которого входят месторождения Бакауэр, Лагунильес, Мене Гранде, Тиа-Хуана с единым контуром нефтеносности. Его разработка осуществляется более чем 4500 скважинами. Основные залежи (более 200 только в олигоцен-миоценовых отложениях) расположены в интервале глубин 170÷3400 м, крупные залежи в эоценовых пластах залегают на глубинах свыше 4000 м. К западу от Боливар Прибрежного открыт ряд нефтяных месторождений, наиболее крупные из которых – Лама и Ламар с извлекаемыми запасами 285 и 180 млн т соответственно. В целом по Маракайбскому суббассейну извлекаемые запасы нефти составляют более 7 млрд т (2/3 – в месторождении Боливар Прибрежный).

На южном шельфе Карибского моря определенные перспективы нефтегазоносности связывают с недрами Венесуэльского залива. Потенциальные ресурсы (блоки Гардон, Морэй, Урумако) оцениваются по нефти в 800 млн т, по газу – в 200 млрд м³ (всего шельфа, включая блоки Рио-Карибе, Норте-де-Париа, Тортуга и др. – в 8,1 трлн м³).

Тринидадский суббассейн находится на атлантической окраине Карибского НГБ и включает залив Париа, о. Тринидад и его шельф. Здесь уже выявлено свыше 30 месторождений газа и нефти с извлекаемыми запасами в 700 млрд м³ и 180 млн т.

Средиземноморские НГБ

Нефтегазоносные бассейны Средиземного моря, общая площадь которых составляет 2,5 млн км², располагаются в его западной и восточной частях. Из них 529 тыс. км² приходится на шельф (глубины моря – до 200 м), 532 тыс. км² – на континентальный склон (глубины – 200÷1000 м), 1440 тыс. км² – на глубоководные области (глубины – более 1000 м).

Западно-Средиземноморский НГБ расположен на опущенном блоке Западно-Европейской герцинской платформы и окружен альпийскими складчатыми сооружениями Атласа и Пиренеев. Нефтегазовые месторождения выявлены только на шельфе. В Валенсийском рифте шириной до 10 км (Испания) открыты и разрабатываются более десяти мелких нефтяных месторождений (Ампоста-Марино, Дорадо, Касабланка, Кастелон, и др.) с начальными извлекаемыми запасами около 70 млн т нефти и 20 млрд м³ газа.

Адриатический НГБ. Первые газовые месторождения были открыты еще в начале 1960-х гг. недалеко от г. Равенна (Порто-Корсини-Маре, Равенна-Маре, Равенна-Маре-Зюд, Чезатино-Маре) с запасами 20÷30 млрд м³. Позже были выявлены мелкие нефтяные месторождения. Всего на Адриатическом шельфе Италии открыто почти 50 газовых скоплений с начальными доказанными запасами около 200 млрд м³.

Восточно-Средиземноморский (Сицилийско-Тунисский) НГБ выделяется в границах Мальтийской плиты древней Африканской платформы. На шельфе Сицилии выявлены месторождения нефти: Вега, Джела, Мила, Нилде, Перла и др. На шельфе Туниса открыты месторождения нефти и газа. Самое крупное нефтяное месторождение – Ашмардит с запасами нефти около 100 млн т, газа – 30 млрд м³; крупнейшее газовое месторождение – Мискар с начальными запасами в 60 млрд м³ приурочено к карбонатным отложениям эоцена.

В суббассейне дельты р. Нил (Египет) на глубинах 2,5÷3,5 км выявлено значительное количество газовых и газоконденсатных (Абу-Кир, Абу-Мади, Эль-Темзах и др.), а на глубинах 10÷1000 м – нефтяных (Эль-Тина и др.) месторождений с общими запасами 2,2 трлн м³ и 100 млн т.

Всего на восточном шельфе Средиземного моря выявлено свыше 100 месторождений нефти и газа (газовые месторождения преобладают)

с разведанными извлекаемыми запасами нефти – 600 млн т, газа – 2,2 млрд м³. С учетом последних достижений геологоразведочных работ на участках шельфа *Левантийского суббассейна* (включая о. Кипр) оценка углеводородного потенциала по газу выросла до 4,5 трлн м³.

Предкавказско-Крымский (Скифский) мегабассейн кроме нефтегазоносных суббассейнов суши включает также *Причерноморско-Крымский* и *Восточно-Черноморский*. В первом основным газоносным и газоконденсатным комплексом является палеогеновый, перспективы нефтегазоносности связаны с нижнемеловым комплексом, газоносность которого установлена в *Восточно-Черноморском суббассейне*. Наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении в российском секторе Черного моря являются предполагаемые верхнеюрские биогермные образования вала Шатского (глубины 5,0÷7,0 км) и Анапского выступа, брахиантиклинальные олигоцен-миоценовые складки Туапсинского прогиба и олигоцен-миоценовые структуры в Керченско-Таманском прогибе (глубина залегания терригенного комплекса – 3,5÷4,0 км). Их суммарные ресурсы оценены в 7 млрд т н.э.

Прикаспийский НГБ включает юго-восточную окраину древней Восточно-Европейской платформы и северную часть акватории Каспийского моря. Общая площадь НГБ – 500 тыс. км², в том числе российской части – 120 тыс. км². Одноименная впадина выполнена мощной (более 20 км) толщей отложений палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. К настоящему времени в Прикаспийском НГБ выявлено свыше 120 в основном нефтяных и нефтегазовых и около 50 газовых месторождений. Гигантские месторождения нефти приурочены к рифовым массивам (Кашаган, Тенгиз и др.). Открыты уникальные Астраханское, Карачаганакское и Оренбургское газоконденсатные месторождения. Согласно современным оценкам углеводородного потенциала, начальные ресурсы всей Прикаспийской впадины оцениваются более чем в 21 трлн м³ газа и 3 млрд т нефти.

Средне-Каспийский НГБ. В этот НГБ входит морская часть Терско-Каспийского передового прогиба, где промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях от верхней юры до неогена включительно. Благодаря сейсморазведочным работам и поисковому бурению в акватории за последние

15–20 лет открыт ряд крупных нефтегазовых месторождений (им. Ю. Корчагина, Ракушечное, им. Филановского, Морское, Сарматское, Хвалынское, Центральное), получен значительный прирост запасов нефти и газа. Однозначной оценки весьма высокого ресурсного потенциала углеводородного сырья Средне-Каспийского НГБ еще нет.

Южно-Каспийский НГБ охватывает южную часть Каспийского моря (общая площадь бассейна – 250 тыс. км², под водами Южного Каспия – 145 тыс. км²). Месторождения нефти и газа открыты на Азербайджанском, Туркменском и Иранском (сравнительно недавно, с выявленными запасами газа – 1,4 трлн м³) шельфах Каспийского моря. Всего в плиоценовых отложениях (продуктивная и красноцветная толщи) при глубине воды до 120 м открыто более 110 нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений: Азери-Чираг-Гюнешли, Абшерон, Шах-Дениз и др. Глубина залегания пластов продуктивной толщи в Азербайджане – до 6,5 км и более (газоконденсатнонефтяные месторождения о. Булла, Булла-море, Сангачалы-море, Шах-Дениз). Доказанные запасы природного газа этих месторождений Азербайджана оцениваются в более 2,55 трлн м³, нефти – 950 млн т (включая месторождения прибрежной суши), а потенциальные ресурсы всего шельфа – в 6,0 трлн м³.

В туркменском секторе Каспия проведены геофизические полевые работы и выявлен ряд (31) новых перспективных блоков. Первоочередной объект – 21-й блок, оценивается по нефти в 219 млн т, попутному газу – в 92 млрд м³, природному газу – в 100 млрд м³.

В целом ресурсный потенциал недр туркменского шельфа оценивается зарубежными и российскими экспертами по-разному – от 6,0 до 12 млрд т н.э.

Южная Атлантика

К югу от Северной Атлантики распространяется впадина Южной Атлантики. В ней выделяются следующие наиболее значимые НГБ: Гвинейский, или Конго-Нигерийский (Африканский шельф), Амазонский (включая НГБ дельты р. Амазонка) и Реконкаво-Кампус, а также (с севера на юг) Сержипе-Алагоас, Эспириту-Санту, Сантус, Пелотас, Неукен, Магелланов и о. Фолькленд (Южно-Американский шельф).

Гвинейский (Конго-Нигерийский) НГБ, в который входят несколько суббассейнов: Абиджанский, Того-Бенинский, Нижне-Нигерийский, Камерунский, Габонский, Нижне-Конголезский (Конго-Кабинда) и Кванза.

Абиджанский суббассейн охватывает шельфы Кот-д'Ивуар и Ганы. Здесь выявлено несколько нефтяных и газовых месторождений, наиболее крупные из них – Бельер (запасы нефти – 87 млн т) и Эспаур (130 млн т).

Того-Бенинский суббассейн расположен на шельфе Бенина, где обнаружено месторождение Семе (нефтеносны известняки верхнего мела, залегающие на глубинах 2÷2,4 км, ниже вскрыты залежи газа и конденсата).

В *Нижне-Нигерийском суббассейне* открыто около 250 месторождений нефти и газа, в том числе около 100 – на шельфе. Большинство морских месторождений (70 % запасов) приурочено к морскому продолжению рифта Бенуэ, вдоль которого на суше течет р. Нигер. Среди крупных по запасам месторождений нефти – Дельта, Дельта Юг, Мерен, Окан, Форкадос-Эстуар. Начальные извлекаемые запасы УВ этого суббассейна составляют 3,4 млрд т нефти и 1,4 трлн м³ газа, в том числе на шельфе – 650 млн т нефти и 150 млрд м³ газа.

Камерунский суббассейн включает шельф Камеруна. Здесь открыто около 30 нефтяных и газовых месторождений с запасами 135 млрд м³ газа и 54 млн т нефти, наиболее значительными из которых являются Коле и Южная Сайга.

Габонский суббассейн приурочен к дельте р. Огове. Выявлено 50 в основном нефтяных месторождений (2 газовых), из которых более 30 расположено на шельфе. Запасы нефти одного из крупных месторождений – Гронден – составляют 70 млн т. В целом доказанные запасы шельфа Габона определены в 270 млн т нефти и 50 млрд м³ газа. Газ преимущественно попутный, нефтяной.

Нефтегазоносный Конго-Кабинда (Нижне-Конголезский) расположен в границах шельфа юга Габона, Конго, Анголы и Заира. Выявлено более 40 месторождений (в основном мелкие и средние) нефти и газа. Крупнейшие нефтяные месторождения Эмерод (1960 г.) и Жирассоль (1996 г.) открыты соответственно на шельфе Конго и Анголы. Здесь же располагается группа месторождений Малонго с запасами нефти свыше 200 млн т. Общие извлекаемые запасы нефти определены в 1,5 млрд т, газа – в 270 млрд м³. Общие начальные потен-

циальные ресурсы УВ сырья Гвинейского НГБ оценены в 21,0 млрд т по нефти и 6,9 трлн м³ по газу; извлекаемые запасы УВ Атлантического шельфа Африки оцениваются в 12,8 млрд т н.э.

Амазонский НГБ охватывает шельфы Гвианы, Суринама и северного побережья Бразилии. На северном шельфе Бразилии выделяются следующие нефтегазоносные суббассейны, имеющие характерное горст-грабенное строение: дельты р. Амазонка, Маражо-Баррейриньяс и Сеара-Потигур.

Суббассейн дельты р. Амазонка (Фоссду-Амазонас) расположен на периклинальном опускании Гвианского щита. Первое газовое месторождение Пирапема обнаружено в 1976 г. в 250 км от берега при глубине моря 130 м. В *суббассейне Маражо-Баррейриньяс* геофизическими исследованиями выявлен ряд перспективных структур. В *суббассейне Сеара-Потигур* выявлено несколько мелких нефтяных и газовых месторождений в отложениях мелового возраста, залегающих на глубинах 1700÷2500 м, наиболее значительными из которых являются Агулья, Ксареу, Курима, Убарана. Общий ресурсный потенциал оценивается в 1 млрд т н.э.

НГБ Реконкаво-Кампус расположен на юго-восточном шельфе Бразилии. Здесь же выделяются следующие суббассейны: Реконкаво (Байа), Сержипи-Алагоас, Эспириту-Санту, Кампус.

Суббассейн Реконкаво большей своей частью находится на суше, его морское продолжение называется Байа. В целом выявлено более 60 месторождений нефти и газа. Наиболее крупные – ВА-37 и ВА-38 – открыты в 12 км от берега.

Суббассейн Сержипи-Алагоас тянется вдоль побережья на 350 км при ширине шельфа до 30 км (площадь 20 тыс. км²). Здесь открыто более 30 месторождений, из них одна треть – на шельфе. Наиболее значительны по запасам месторождения Гуарисема и Кайоба с суммарными запасами 30 млн т нефти и 10 млрд м³ газа.

В *суббассейне Эспириту-Санту* выявлено четыре мелких месторождения нефти (Касау и др.), при глубине воды 870÷1608 м. Доказанные запасы (извлекаемые) – 244 млн т н.э.

Суббассейн Кампус располагается на площади в 126,6 тыс. км² (120,3 тыс. км² – в акватории, из них 77,7 тыс. км² – на глубинах свыше 500 м). Связан с рифтом шириной 10÷70 км. Выявлено около 50 нефтяных месторожде-

ний, наиболее крупными из которых являются Марлин, открытое в 1985 г. в 104 км от г. Риоде-Жанейро при глубине воды 430÷2500 м (начальные доказанные запасы нефти – 500 млн т, газа – 100 млрд м³), и Альбагора, открытое в 1984 г. в 105 км от г. Боа-Виста, глубина воды – 200÷2000 м (342 млн т и 150 млрд м³). Основные продуктивные пласты – известняки мела и песчаники палеоген-неогена – залегают в недрах на глубине 1230÷4470 м. Общие начальные доказанные запасы на 2012 г. по нефти – 1,9 млрд т, по газу – 420 млрд м³.

Всего на Атлантическом шельфе Южной Америки открыто более 100 месторождений нефти и газа с начальными извлекаемыми запасами нефти 2,3 млрд т, газа попутного (нефтяного) – 900 млрд м³. Потенциальные ресурсы свободного природного газа оценены в 5,7 трлн м³, нефти – в 28,4 млрд т.

Западная часть Индийского океана

Регион включает Красное море, шельфовые зоны Аравийского п-ова (в том числе Персидский залив) и западный шельф Индийского субконтинента. Наиболее крупные НГБ: Красного моря, Персидского залива и Бомбейский (западный шельф Индии).

НГБ Красного моря приурочен к узкой рифтогенной впадине длиной 2 тыс. км при ширине в 200÷300 км. Рифт разделяет Африканскую и Аравийскую плиты; в осевой зоне моря его глубина достигает 2635 м. На севере рифт разветвляется, образуя два залива – Акабский и Суэцкий. Основные ресурсы углеводородного сырья (нефть – 1,8 млрд т, попутный газ) бассейна Красного моря приурочены к Суэцкому нефтегазоносному суббассейну и в настоящее время практически истощены. Здесь открыто 44 нефтяных месторождения, в том числе 29 морских. К крупным месторождениям, находящимся в завершающей стадии разработки, относятся: Эль-Морган (115 млн т), Рамадан (100 млн т), Джулай (82 млн т), Белаим-Марин (78 млн т), Белаим (55,5 млн т). Они обеспечивали до 95 % всей добычи.

НГБ Персидского залива охватывает залив и прилегающую территорию Саудовской Аравии, Кувейта, Ирака, Ирана, Объединенных Арабских Эмиратов. Площадь НГБ составляет 720 тыс. км² (из них 239 тыс. км² – площадь залива). Выявлено более 350 нефтяных и газонефтяных, около 100 газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе крупные и

уникальные газовые скопления с общими доказанными запасами в 107 млрд т и 72 трлн м³.

Персидский залив отличается высокой концентрацией запасов нефти в сравнительно небольшом количестве гигантских месторождений. Более половины нефтяных ресурсов региона (включая сушу) сосредоточено всего в 13 месторождениях (Абу-Сафа, Берри, Гавар, Зукум, Зулуф, Лулу-Эсфандияр, Манифа, Сафания-Хафджи, Умм-Шейф, Ферейдун-Марджан, Эль-Букуш и др.).

Уникальное по запасам газоконденсатное месторождение Северное (Катар) и Южный Парс (Иран) располагаются большей своей частью в Персидском заливе. Общие запасы месторождения составляют 28,3 трлн м³ газа. Из них на долю Ирана приходится 13,1 трлн м³ газа и 2,6 млн т конденсата. Начальные потенциальные ресурсы УВ НГБ Персидского залива оцениваются в 183 млрд т и 102 трлн м³.

Бомбейский (Западно-Индийский) НГБ сформировался на западном шельфе Индийского субконтинента на продолжении Камбейского рифта. Наиболее крупное нефтяное месторождение этого бассейна – Бомбей-Хай – выявлено в 1974 г. Его начальные запасы – до 250 млн т. К северу от Бомбейского свода открыты нефтяное месторождение Дну и газовое Дом, к востоку и югу – месторождения нефти и газа Алибаг, В-57, Ратнагри, Тарапур и др. Общие разведанные извлекаемые запасы нефти бассейна оценены в 400 млн т при начальных ресурсах 1,5 млрд т.

Восточная часть Индийского океана

Регион включает Бенгальский залив вместе с шельфами восточной Индии, Шри-Ланки и Мьянмы (Андаманское море), подводную окраину Северо-Западной Австралии (Тиморское море). Наиболее значимы Бенгальский и Западно-Австралийский НГБ.

Бенгальский НГБ охватывает Бенгальский залив, северную и западную части Центрально-Индийской котловины. Размеры НГБ – почти 3 × 1 тыс. км, площадь – 2,75 млн км². Выявлены в основном газовые месторождения (с общими запасами в 0,5 трлн м³) и ряд перспективных объектов. В целом ресурсы бассейна изучены слабо и оцениваются в 0,2 млрд т нефти и 4,0 трлн м³ природного газа.

Западно-Австралийские НГБ. Вдоль западного и северо-западного побережья Австралии выявлена серия рифтогенных прогибов,

в которых выделяются одноименные НГБ: Перт, Карнарвон, Дампьер, Броуз, Бонапарт-Галф. Здесь открыто около 10 нефтяных и газовых (почти в равном соотношении) месторождений. Продуктивны пермские, триасовые, юрские и меловые отложения в интервале глубин 2400–4400 м. На западном побережье Австралии открыты уникальные по запасам газовые месторождения Горгон и Джанс (ресурсы – 1,1 трлн м³, запасы – 360 млрд м³). При общих доказанных запасах природного газа в 2 трлн м³ ресурсы региона оценены в 3,3 трлн м³.

Западная и юго-западная части Тихого океана

Тихий океан занимает площадь в 180 млн км² и со всех сторон окружен альпийскими складчатыми сооружениями Круготихоокеанского подвижного пояса. Подводные окраины Тихого океана можно разделить на западные и восточные. Западная часть представлена Австралазийской переходной зоной, которая протягивается от Камчатки до Новой Зеландии. Многочисленные НГБ здесь связаны с обширными впадинами окраинных морей (Берингова, Охотского, Восточно-Китайского, или Желтого) и шельфов (Зондского, Южно-Китайского, Явано-Суматринского, Восточно-Калимантанского и др.) Азиатско-Тихоокеанского региона. Южнее развиты шельфы Австралии и бассейна Папуа.

Притихоокеанский НГБ России объединяет сушу (Камчатка, Чукотка, Корякское нагорье) и раскрывается в акваторию Берингова моря и Тихого океана. Перспективная площадь НГБ – 266 тыс. км², из них в акваториях – 172 тыс. км². Открыто пять мелких месторождений нефти и газа. Перспективы нефтегазоносности связаны с кайнозойскими отложениями – эоцен-олигоценными (толщина – до 3000 м) и миоценовыми (толщина – до 5000 м). К впадинам Анадырской, Наваринской и Хатырской, большей частью располагающимся на шельфе *суббассейна Берингова моря*, приурочена основная часть прогнозируемых ресурсов нефти и газа (1,2 млрд т н.э).

Охотоморский НГБ. Осадочный бассейн включает акватории Охотского, частично Японского морей и примыкающие земли Сахалинской, Магаданской и Западно-Камчатской областей. Из общей площади НГБ в 730 тыс. км² на акватории приходится 640 тыс. км². Осадочный чехол сложен терригенными и вулканогенно-осадочными по-

родами – от позднемиоценовых до четвертичных. Открыто более 70 месторождений нефти и газа, большинство из которых – на о. Сахалин. Основные продуктивные горизонты приурочены к миоцен-плиоценовому комплексу. На шельфе Сахалина открыты крупные по запасам газовые скопления – Кириновское и Южно-Кириновское. Начальные ресурсы природного газа Охотоморского НГБ оценены в 6,5 трлн м³, нефти – в 7,6 млрд т.

Южно-Китайский НГБ расположен в Южно-Китайском море, включая Сиамский залив. В нем выделяются четыре нефтегазоносных суббассейна: Сиамский, Саравакский, Тайваньский и Меконгский. Площадь наиболее крупного *Сиамского суббассейна* превышает 400 тыс. км². В его пределах выявлено около 60 месторождений УВ, в том числе около 40 – в Сиамском заливе. Доказанные извлекаемые запасы газа одного из крупных месторождений – Эраван – 57 млрд м³. В целом в Южно-Китайском НГБ выявлено более 125 месторождений с начальными разведанными запасами 900 млн т нефти и 1,3 трлн м³ газа.

Всего в морях Юго-Восточной Азии открыто свыше 250 месторождений УВ с начальными доказанными запасами нефти более 1,2 млрд т и газа 1,5 трлн м³. Неоткрытые извлекаемые ресурсы региона оцениваются в 1,2÷2,7 млрд т нефти и 1,7÷4,2 трлн м³ газа.

В юго-западной части Тихого океана выделяются два НГБ – Таранаки (Новозеландский) и Гипсленд.

НГБ Таранаки. Включает акватории Новой Зеландии, прилегающие к западной части о. Северный. Площадь бассейна – 230 тыс. км² (суша – 33 тыс. км², шельф – 57 тыс. км², глубоководная зона – 140 тыс. км²). На шельфе открыто несколько нефтяных и газовых месторождений УВ, в том числе крупное газоконденсатное – Мауи (запасы газа – 150 млрд м³, конденсата – 24 млн т). Остальные месторождения – Капуни, Котуку, Мотуроа, Уайманаку и др. – мелкие по запасам. Газоносны эоцен-олигоценные песчаники. На 2012 г. общие запасы нефти составляют 13 млн т, газа – 28 млрд м³.

Возможность новых открытий обусловлена развитием мощной толщи кайнозойских отложений (более 7000 м) и подстилающих мезозойских образований в глубоководной зоне шельфа к северу от о. Северный, где выявлены крупные перспективные поднятия.

НГБ Гипсленд расположен на юге Австралии и тектонически приурочен к грабен-синеклизе, выполненной мел-неогеновыми породами. Объединяет акватории Бассова пролива и Тасманова моря. Первое нефтяное месторождение Лейк-Энтранс было открыто еще в 1924 г., в последующие годы – более двух десятков нефтяных (Кингфиш, 159 млн т; Халибут, 95 млн т; Макрель, 32,6 млн т) и газонефтяных (Марлин, 27,8 млн т нефти и 100 млрд м³ газа; Снаппер, 22,9 млн т нефти и 84,9 млрд м³ газа) месторождений. Нефтегазоносны песчаники неогена. Начальные ресурсы по нефти оценены в 0,5 млрд т, по газу – в 3,0 трлн м³.

Восточная часть Тихого океана

Регион охватывает восточную активную подводную окраину Северной и Южной Америки. Здесь выделяются следующие основные НГБ: Южно-Аляскинский, Южно-Калифорнийский, Гуаякиль-Прогрессо.

Южно-Аляскинский НГБ тянется вдоль побережья Южной Америки до широты г. Сан-Франциско. Наиболее крупные месторождения: нефтяные Артур-Ривер, Свисон-Ривер, Макартур-Ривер (извлекаемые запасы – 72 млн т), газовое – Кенай (153 млрд м³). Всего в суббассейне Кука открыто свыше 25 нефтяных и газовых месторождений. Начальные извлекаемые запасы нефти НГБ оцениваются в 145 млн т, газа – в 230 млрд м³, общие потенциальные ресурсы нефти – в 1,0 млрд т и газа – в 0,54 трлн м³.

Южно-Калифорнийский НГБ располагается в осевой зоне рифтовой долины Восточно-Тихоокеанского срединно-океанического хребта. Здесь выделяется ряд нефтегазоносных суббассейнов, связанных с грабенообразными впадинами (Грейт-Валли, Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара, Санта-Мария), которые содержат промышленные скопления УВ. Большинство месторождений прибрежные, около 20 из них находятся в проливе Санта-Барбара. Наиболее значительные морские месторождения этого района – Дос-Куадрос, Ринкон, Элвуд.

Общие начальные доказанные запасы составляли более 1,5 млрд т нефти, начальные извлекаемые запасы морских нефтяных месторождений оцениваются в 600 млн т. В целом запасы тихоокеанского шельфа США оцениваются до 900 млн т нефти и свыше 700 млрд м³ газа.

НГБ Гуаякиль-Прогрессо расположен в одноименном заливе Тихого океана и прилегающей прибрежной низменности. Объединяет шельфы Эквадора и Перу. Регионально нефтегазоносными являются меловые, палеогеновые (палеоцен, эоцен) и неогеновые (миоцен) отложения. Первое нефтяное месторождение Анкон открыто в 1913 г. В южной части залива Гуаякиль выявлено около 20 морских месторождений нефти, из них наиболее значительными являются Гумбольдт, Литораль, Провидение. Известно более 60 мелких и средних по запасам нефтяных и газовых месторождений на глубинах около 3000 м. Крупные месторождения – Ла Бреа-Паринас (нефтяное, 140 млн т, расположено на побережье Перу) и Амистад (газовое, 163 млрд м³, расположено на шельфе Эквадора). Ресурсный потенциал по нефти и газу – не более 2,0 млрд т н.э.

Таким образом, начальные потенциальные ресурсы рассмотренных основных осадочных бассейнов шельфа Мирового океана составляют в целом по нефти – 236,0 млрд т (48,6 % от общемировых 486 млрд т) и 322,3 трлн м³ по газу (51,2 % от 630 трлн м³). Наиболее значительные ресурсы приурочены к западной части Индийского океана (188,7 млрд т н.э.) и связаны с НГБ Персидского залива (185,4 млрд т н.э.). Как показывает анализ опубликованных материалов, сопоставимые по объемам ресурсы прогнозируются и в Арктическом НГБ Северного Ледовитого океана (154,2 млрд т н.э., из них 138,4 млрд т н.э. приходится на Арктический шельф России). Регион Северной Атлантики также отличается значительными начальными ресурсами УВ (116,8 млрд т н.э.), причем ресурсы шельфов океана и внутренних морей (за счет НГБ Каспийского моря) почти идентичны (61,2 и 55,6 млрд т н.э.). Ресурсы НГБ Южной Атлантики (41,5 млрд т н.э.) почти вдвое превышают ресурсы западной и юго-западной частей Тихого океана (26,7 млрд т н.э.). Восточные части Тихого и Индийского океанов обладают более скромными ресурсами углеводородного сырья – 6,3 и 8,0 млрд т н.э. Наибольшие объемы оцененных начальных ресурсов природного газа принадлежат НГБ Персидского залива (102,0 трлн м³) и Арктическому шельфу России (87,1 трлн м³). Начальные традиционные ресурсы нефти весьма значительны в НГБ Персидского залива – 83,4 млрд т и в Карибском НГБ (залив Маракайбо) – 21,0 млрд т.

Список литературы

1. Артюшков Е.В. Образование сверхглубокого Северо-Чукотского прогиба вследствие эклогитизации нижней части континентальной коры. Перспективы нефтегазоносности / Е.В. Артюшков // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 1. – № 51. – С. 61–74.
2. Богоявленский В.И. Циркумарктический регион: современное состояние и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов шельфа / В.И. Богоявленский // Газовая промышленность. – 2011. – № 11. – С. 88–92.
3. Гаврилов В.П. Пояса нефтегазонакопления Арктики, перспективы их освоения / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 1. – С. 12–21.
4. Конторович А.Э. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения / А.Э. Конторович, М.И. Эпов, Л.М. Бурштейн и др. // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 1. – № 51. – С. 7–17.
5. Григорьев Г. Перспективы освоения углеводородного потенциала российских арктических акваторий / Г. Григорьев, Ю. Новиков // Oil and Gas Journal Russia. – 2012. – № 5. – С. 44–49.
6. Конторович А.Э. Оценка мировых ресурсов и прогноз уровней добычи нефти в мире в XXI веке / А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50 (4). – С. 322–329.
7. Herndon M. Решение 21 века по ликвидации последствий разливов нефти // M. Herndon, P.W. Sammarco, A. Nicholson и др. // Нефтегазовые технологии. – 2013. – № 2. – С. 4–19.
8. Скоробогатов В.А. Мировые запасы и ресурсы природного газа / В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.С. Якушев // Газовая промышленность. – 2000. – № 7. – С. 17–20.
9. Скоробогатов В.А. Мировые газовые ресурсы в осадочных бассейнах: ресурсы XXI века / В.А. Скоробогатов, В.А. Пономарев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2003. – № 4. – С. 9–13.
10. Старосельский В.И. Современное состояние разведанных запасов и добычи углеводородного сырья стран и регионов мира / В.И. Старосельский, И.В. Истратов, Л.Н. Косолобенкова // Зарубежная информация: информ. аналит. сб. – М.: ИРЦ Газпром. – 2004. – Вып. 7. – 71 с.
11. Oil, gas, energy. A plural view, a calm look // Proceedings of the 19th World Petroleum Congress. – Spain, Madrid: Repsol YPF, 2008. – 238 p.

УДК 553.98.061.3

В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев

Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах

По данным различных источников, в земной коре выявлено от 570 до 620 осадочных бассейнов, выполненных умеренно дислоцированным осадочным чехлом, представленным терригенными, карбонатными, соленосными и реже вулканогенно-обломочными породами различного возраста и формационной принадлежности. Мощность неметаморфизованных осадочных пород в них изменяется от 1÷2 до 18÷20 км, площадь – от первых десятков тысяч до 3÷3,5 млн км². В 230 осадочных бассейнах открыты месторождения углеводородов (УВ), в связи с чем они характеризуются как нефтегазоносные.

Среди крупнейших как по площади, так и по объему осадочного выполнения нефтегазоносных бассейнов (НГБ) особое место занимают Арабо-Персидский (или Персидского залива) и Западно-Сибирский, контролирующие большую часть мировых разведанных запасов (как и начальных ресурсов) нефти и газа, поэтому их целесообразно определять как нефтегазоносные мегабассейны (НГМБ). Эти НГМБ характеризуются не только аномально высоким суммарным углеводородным потенциалом, но и существенно большим количеством открытых в них гигантских месторождений УВ, которые, собственно, и обеспечивают уникальность этих НГМБ. По масштабам углеводородного накопления с ними сопоставимы Западно-Канадский и Оринокский битумонефтегазоносные бассейны, но их потенциал определяется в основном запасами (ресурсами) тяжелых нефтей и битумов.

Вопросам изучения геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирского и Арабо-Персидского НГМБ посвящено большое количество работ ведущих геологов-нефтяников России и зарубежных стран [1–15 и др.].

Первое крупное обобщение по геологии нефти и газа Западной Сибири было опубликовано в 1975 г. В дальнейшем особенности тектонического строения и развития нефтегазоносных структур Западной Сибири постоянно уточнялись в работах Ю.Т. Афанасьева, С.К. Барыкина, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурари, В.И. Ермакова, О.Г. Жеро, Н.П. Запывалова, В.М. Ковылина, А.Э. Конторовича, Н.Я. Кунина, В.С. Лазарева, В.П. Маркевича, К.И. Микуленко, В.Д. Наливкина, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, Ф.К. Салманова, Г.П. Сверчкова, В.А. Скоробогатова, В.С. Суркова, Н.В. Шаблинской, В.И. Шпильмана и многих других исследователей [6–8, 11, 12, 14 и др.].

Проблема оценки возраста фундамента Западно-Сибирской плиты до сих пор не имеет однозначного решения. Лишь на первых этапах доминировало представление о его преимущественно герцинском возрасте. Позднее стали появляться все более убедительные данные о гораздо более широком распространении фрагментов доюрского основания с более ранним временем консолидации. Наибольший интерес представляют факты наличия в доюрском разрезе обширных линз (или включений) неметаморфизованных терригенно-карбонатных (нижний и средний палеозой) и терригенных (верхний палеозой – триас) пород мощностью от 1÷2-х до 7 км. Характерно, что зоны максимальных мощностей палеозойских отложений чаще наследуются эпицентрами мезозойского прогибания, т.е. крупнейшие отрицательные структуры Западной Сибири почти непрерывно развивались с середины палеозоя.

Ключевые слова: осадочный бассейн, нефтегазонакопление, нефтегазоносный мегабассейн, Западно-Сибирский, Арабо-Персидский.

Keywords: sedimentary basin, oil-and-gas accumulation, oil-and-gas megabasin, Western Siberia, the Arab-Persian.

Суммарная площадь распространения доюрских осадочных и эффузивно-осадочных образований составляет около 1,5 млн км². Еще в 1961 г. В.С. Вышемирский подчеркивал, что уровень катагенеза органического вещества в осадочных породах палеозоя существенно не отличается от его преобразованности в отложениях базальных горизонтов мезозоя, однако этот вывод касается только отдельных зон на востоке мегабассейна. «Газовое дыхание» домезозойского разреза могло влиять на характер нефтегазонасыщения вышележащих отложений. С одной стороны, было бы опрометчиво обосновывать главнейшие причины преимущественной газоносности северных районов Западной Сибири, основываясь только на этом предположении. Однако и игнорировать возможность такого подхода нет серьезных оснований.

В рельефе домезозойского основания Западно-Сибирская плита представляет собой обширную депрессию площадью около 3 млн км² (суша и шельф Карского моря). Собственно плитный комплекс (юра, мел, кайнозой) сложен морскими и континентальными, в том числе угленосными отложениями. Их мощность монотонно возрастает с юга на север, достигая в центральных районах плиты 4 км (реже более), а на севере – 8÷10 км.

При тектоническом районировании в пределах плиты обычно выделяют внешний тектонический пояс, занимающий около 45 % ее территории, и Внутреннюю (или Центральную) тектоническую область. Последняя включает Среднеобскую мегантеклизу (или Обскую террасу) и Ямало-Тазовскую мегасинеклизу. Суммарная площадь крупных положительных структур, осложняющих мегантеклизу, достигает 40 % от общей площади. Они представлены сводами, мегавалами, валами или гемивалами, а разделяющие их отрицательные структуры – впадинами, реже прогибами. Глубина залегания доюрского основания в этой части региона изменяется от 2÷2,5 до 4 км. Большинство выявленных месторождений нефти контролируется локальными структурами, осложняющими (с запада на восток) Красноленинский, Сургутский и Вартовский своды и Александровский мегавал. Контрастность структурно-морфологической дифференциации осадочного чехла существенно убывает вверх по разрезу.

Уровень дислоцированности осадочного чехла в Ямало-Тазовской синеклизе более высокий, однако общая площадь крупных положительных структур ниже (около 20 %), чем в Среднеобской мегантеклизе. В отличие от последней в ней явно преобладают линейные структуры: мегавалы, валы, гемивалы и разделяющие их прогибы. Большинство из них выражено и в кайнозойских отложениях. Локальные структуры, осложняющие валы и (или) мегавалы, контролируют в основном залежи газа.

Морфоструктура осадочного чехла в пределах внешнего тектонического пояса определяется системой моноклиналей, а также сопряженных преимущественно полузамкнутых положительных и отрицательных тектонических элементов.

В Западно-Сибирском НГМБ выявлено около 60 положительных структур I порядка (своды, мегавалы, мегавпадины), более 400 структур II порядка (валы, куполовидные поднятия, впадины, прогибы) и около 5000 локальных брахиантиклинальных структур. Как правило, они осложняют положительные структуры более высоких порядков и редко – прогибы и впадины. Площадь локальных структур колеблется от 3÷10 до 500÷1000 км² и реже более, амплитуда – от первых десятков до нескольких сотен метров.

За редким исключением наиболее крупные брахиантиклинали (площадью более 500 км²) расположены во внутренних районах плиты и преимущественно (более 70 %) над днищем Ямало-Тазовской мегасинеклизы.

Важнейшая роль в формировании высокого аккумуляционного потенциала Западно-Сибирского НГМБ принадлежит мощной (до 800 м) турон-олигоценовой, преимущественно глинистой-кремнистой толще, обеспечивающей консервацию уникальных газовых залежей в кровле сеномана. Основные запасы газа на п-ове Ямал и сопредельной акватории Карского моря сосредоточены под нижнеальбскими глинами (зональная покрывка). Большая часть запасов нефти в пределах Среднеобской мегантеклизы размещается под верхненеокомским глинистым флюидоупором. Остальные покрывки и (или) линзы слабопроницаемых пород меньшей мощности и зонального или даже локального масштаба играют подчиненную роль, иногда обеспечивая лишь членение гидравлически единых скоплений УВ на ряд продуктивных пластов или пропластков.

Уникальные масштабы газонакопления в альб-сеноманском и неоком-аптском комплексах северных районов Западной Сибири связаны с высокой угленасыщенностью разреза. В значительной по мощности валанжин-сеноманской угленосной (субугленосной) толще органическое вещество, преимущественно гумусового типа, находится в оптимальном для интенсивного газообразования диапазоне катагенеза (R^0 от 0,40 до 0,75 %).

Высокая концентрация нефти в центральных и западных районах Западной Сибири обусловлена реализацией генерационного потенциала, прежде всего баженовской свиты (верхняя юра), где содержание сапропелевого органического вещества изменяется от 5÷7 до 15÷17 %. Его повышенное и высокое содержание в диапазоне отложений от апта до низов юры обеспечило большие масштабы битумообразования и нефтенакпления в природных резервуарах неокома и юры Среднего Приобья и Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР). На севере Западной Сибири процессы нефтенакпления были подавлены мощным газообразованием и накоплением практически во всем интервале разреза от сеномана до триаса.

Терригенные коллекторы сеномана, нижнего мела и верхней юры характеризуются хорошими и очень хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, а глинистые покрышки

сохраняют экранирующие свойства до глубин 5 км и более. Открытая пористость песчаников в основном составляет 20÷30 %, проницаемость – от первых сотен мД до 1÷2 Д.

С начала ведения нефтегазописковых работ (1953 г.) в Западно-Сибирском НГМБ открыто 896 месторождений УВ. Среди них преобладают нефтяные (640) и нефтегазоконденсатные (111), тогда как газовых и газоконденсатных всего 115 (табл. 1).

По состоянию на начало 2012 г. суммарные начальные разведанные геологические запасы газа и жидких УВ всех этих месторождений оценивались в 123 млрд т у.т., в том числе свободного газа – в 51 трлн м³.

Более половины (~ 54 %) разведанной части углеводородного потенциала приходится на 19 сверхгигантских месторождений, запасы каждого из которых превышают 1 млрд т у.т. (табл. 2). Большая часть запасов свободного газа разведана в сеноманском и апт-альбском комплексах на небольших (700÷1600 м) глубинах, нефти – в неокомском и юрском комплексах на глубинах 1500÷3300 м. Все крупнейшие газосодержащие месторождения открыты в северных, а более 80 % нефтяных (нефтегазоконденсатных) – в центральных и западных районах Западно-Сибирского НГМБ. Схема размещения газовых гигантов на севере мегапровинции показана на рис. 1.

Таблица 1

**Распределение месторождений УВ Западной Сибири (суша и шельф) по типу
(на 01.01. 2012 г.)**

Месторождения УВ	Регион								
	ЯНАО	ХМАО*	Юг Тюменской области	Новосибирская область	Омская область	Томская область	Свердловская область	Красноярский край (западный берег р. Енисей)	Западная Сибирь
Всего, в том числе:	236	482	37	8	3	115	5	12	898
газовые	24	19	–	–	–	–	2	6	51
газоконденсатные	48	3	2	1	1	7	–	2	64
газонефтяные	10	16	–	–	–	–	1	2	29
нефтегазовые	3	–	–	–	–	–	–	–	3
нефтегазоконденсатные	71	22	–	–	–	16	–	2	111
нефтяные	80	422	35	7	2	92	2	–	640

* Оценочные данные.

Таблица 2

Начальные геологические запасы газа и нефти сверхгигантских и уникальных месторождений Западной Сибири

№	Суммарные запасы нефти и газа, т у.т.	В том числе	
		свободный газ, трлн м ³	нефть, млрд т
1	13,7	12,2	1,5
2	7,8	0,2	7,6
3	7,7	7,3	0,4
4	5,51	0,01	5,5
5	4,92	4,9	0,02
6	4,0	–	4,0
7	4,0	3,6	0,4
8	2,6	0,2	2,4
9	2,3	2,3	–
10	1,7	–	1,7
11	1,7	1,7	–
12	1,6	1,6	–
13	1,6	–	1,6
14	1,6	0,1	1,5
15	1,3	1,0	0,3
16	1,2	1,2	–
17	1,2	–	1,2
18	1,2	–	1,2
19	1,1	–	1,1
Итого	66,73	36,31	30,42

По мнению ряда исследователей [4, 6, 10, 14 и др.], благоприятные условия реализации всех процессов, составляющих онтогенез нефти и газа, обусловлены следующими особенностями его формирования и строения:

1) очень большим объемом мезозойско-кайнозойского осадочного выполнения, в котором широко распространены:

- угленосные и битуминозные образования, служившие мощными источниками УВ;
- природные резервуары, обеспечивающие возможность крупномасштабного перемещения УВ и хорошие условия их консервации;

2) наличием мощной (500÷900 м) региональной покрывки турон-олигоценевого возраста, а также ряда областных и зональных покрывок в диапазоне от верхней юры до альба (50÷300 м);

3) большой емкостью ловушек антиклинального типа, расположенных в пределах зон генерации УВ, что обеспечивало минимальные потери при миграции и аккумуляции;

4) активизацией в новейшее время всех процессов, составляющих онтогенез нефти и газа, до сих пор обеспечивающей превышение темпов доформирования месторождений над темпами их разрушения;

5) наращиванием в отдельных зонах осадочного чехла линзами терригенно-карбонатных и угленосных образований триаса и палеозоя, которые могли служить дополнительным источником преимущественно газообразных УВ;

6) сравнительно высокой плотностью малоамплитудных разрывных нарушений и линейных зон трещиноватости пород, повышавших отток УВ из материнских пород (глин и углей) и зон генерации;

7) незначительным расходом УВ на рассеивание в окраинных зонах расконсервации недр.

Особенности строения и нефтегазоносности НГМБ Персидского залива рассматривались в работах М.М. Алиева, А.А. Бакирова, З.Р. Бейдуна, И.В. Высоцкого, В.И. Высоцкого, Г.В. Даннингтона, В.А. Демидова, А.Н. Дмитриевского, И.П. Жабрева, А. Забанбарг, М. Камен-Кея, Н.А. Клауса, Х.Д. Клемме, А.А. Ковалева, К.Н. Кравченко, Дж.Б. Муди, В.Б. Оленина, Н.Н. Соловьева, Д.А. Холмгрена, М.Т. Хэлбути, Дж. Штеклина и многих других исследователей [1–3, 5, 9, 10, 12, 13, 15–18].

По состоянию на начало 2012 г. в ареале Персидского залива и сопредельной территории Аравийского п-ова выявлено 530

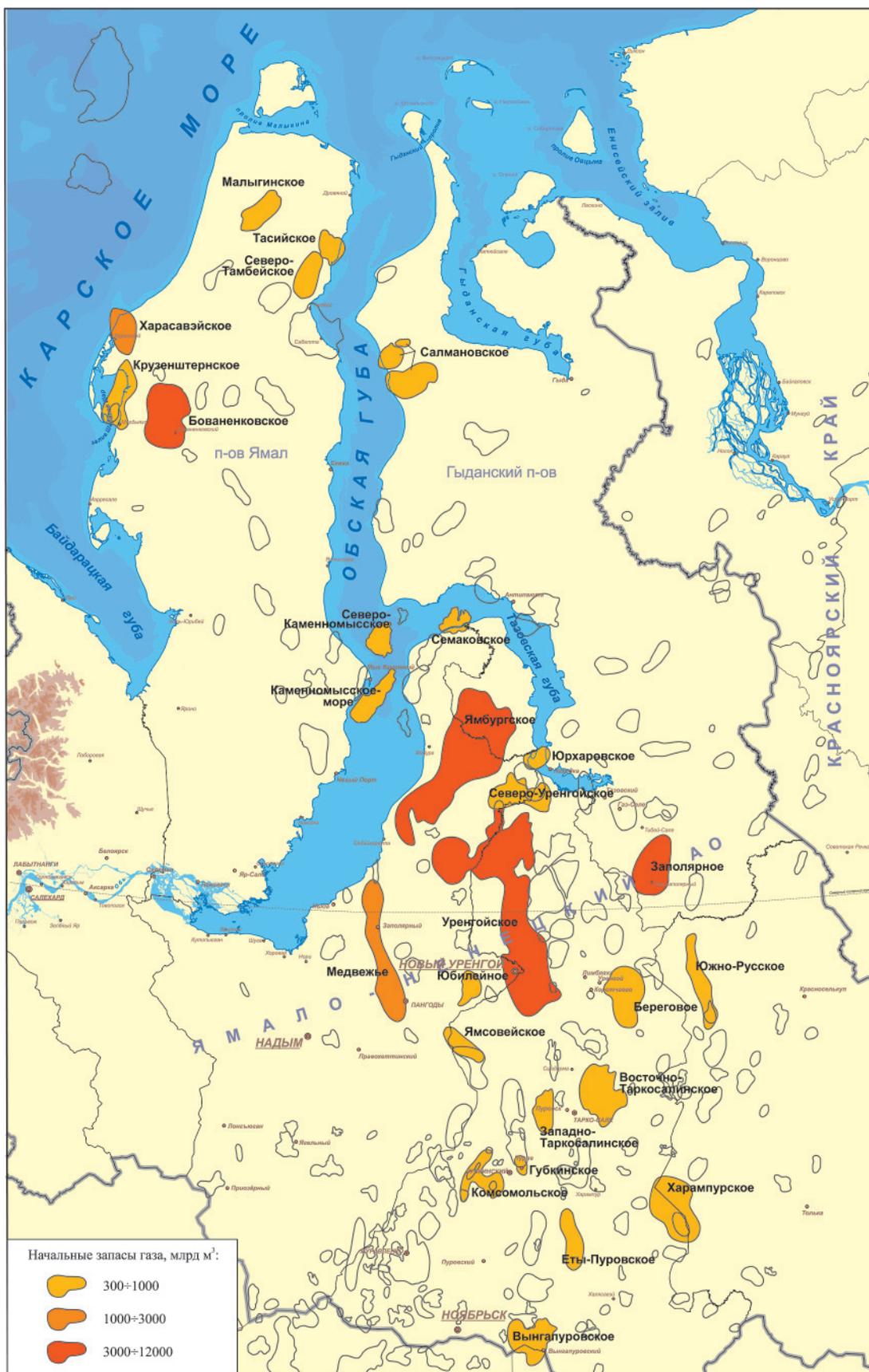


Рис. 1. Схема размещения газовых месторождений-гигантов на севере Западно-Сибирской НГМП

месторождений УВ, 440 из которых являются нефтяными и нефтегазоконденсатными (табл. 3). Суммарные начальные доказанные извлекаемые запасы УВ в этом регионе составляют около 230 млрд т у.т., в том числе нефти и конденсата – 150 млрд т у.т., а разведанные геологические запасы, по-видимому, не менее 470÷500 млрд т у.т. Следовательно, по установленным к настоящему времени масштабам нефтегазонакопления мегабассейн Арабо-Персидского залива значительно превышает Западно-Сибирский. При этом геологические

запасы жидких УВ в НГМБ Персидского залива более чем в пять раз превышают их объем в Западно-Сибирском НГМБ, тогда как ресурсы свободного газа сопоставимы. Кроме того, обращает на себя внимание тот факт, что суммарные начальные разведанные запасы наиболее крупных газосодержащих месторождений в рассматриваемых бассейнах практически одинаковы (табл. 4).

Схема размещения месторождений УВ в центральной части Арабо-Персидского мегабассейна приведена на рис. 2.

Таблица 3

Месторождения УВ Ближнего и Среднего Востока (по данным В.И. Высоцкого)

Страна	Общее число	Н и НГК	Г и ГК
Иран	153	106	47
Саудовская Аравия	108	87	21
Ирак	90	83	7
ОАЭ	75	64	11
Катар	19	17	2
Прочие* (Сирия, Бахрейн, Кувейт и др.)	105	83	22
Итого	550	440	110

* Оценочные данные на 01.01.2012 г.

Таблица 4

Сопоставление начальных разведанных запасов газа гигантских, сверхгигантских и уникальных газосодержащих месторождений Западной Сибири и Ближнего Востока

Западная Сибирь		Ближний Восток	
месторождения	начальные разведанные запасы газа, трлн м ³	начальные доказанные запасы газа, трлн м ³	месторождения
Большой Уренгой	11,5	28,3	Северный купол / Южный Парс
Ямбургское	6,9	2,3	Гавар (Гхавар)
Бованенковское	4,4	1,9	Киш
Заполярное	3,8	1,7	Северный Парс
Медвежье	2,3	1,6	Пазанун
Харасавэйское	1,3	1,5	Гольшан
Южно-Тамбейское	1,0	1,2	Аккас
Крузенштерновское	1,0	1,2	Канган
Северо-Уренгойское	0,8	1,0	Умм-Ника
Харампурское	0,8	0,6	Авали
Комсомольское	0,8	0,4	Нар
Северо-Тамбейское	0,7	0,3	Ахваз
Ямсовейское	0,7	0,3	Агхар
Юбилейное	0,6	–	
Юрхаровское	0,6	–	
Салмановское	0,5	–	
Каменномысское-море	0,5	–	
+ 10 месторождений с запасами 0,3÷0,5 трлн м ³ каждое	сумма 3,8	–	
Всего	42,0	42,3	

северо-восточный склон бассейна был частью редуцирован. Он осложнен большим количеством антиклинальных зон, образованных системами антиклинальных складок северо-западного простирания. Пологий платформенный склон разделен на ряд поднятий и прогибов (или впадин), занимающих преимущественно поперечное (по отношению к простиранию горной системы Загроса) положение.

Формирование антиклинальных структур происходило в условиях проявления вертикальных и горизонтальных сил. Роль последних усиливалась с приближением к альпийской складчатой системе. На платформенном склоне бассейна значимым фактором структурообразования местами становился соляной диапиризм. Большинство крупных структур отличается унаследованным от позднего палеозоя характером развития, причем многие антиклинальные структуры активно развивались до настоящего времени.

Основными нефтегазогенерирующими комплексами в НГМБ Персидского залива являются глинистые образования триаса, средней юры, мела и палеогена, глинистые известняки верхней юры, граптолитовые сланцы силура и, возможно, ордовика. Наилучшими генерационными свойствами обладают глинистые известняки и мергели келловей-оксфорда (свиты ханифа и тувайк), в которых содержание сапропелевого ОВ достигает 12 %.

В НГМБ Персидского залива (по сравнению с Западно-Сибирским) процессами интенсивного битумо- и газообразования был охвачен значительно больший стратиграфический и физический объем карбонатных и терригенных пород на протяжении большей части фанерозойского времени. В разрезе кайнозоя, мезозоя и палеозоя развито несколько генерационных доминант-комплексов с практически чисто сапропелевым органическим веществом существенно лучшего качества, чем в терригенно-кремнистой баженовской свите (в карбонатах состав сапропелевого вещества чище, «благороднее», чем в глинах, в силу ряда причин). Его уникальная нефтеносность обусловлена грандиозными масштабами битумообразования во всем мегаобъеме фанерозойского осадочного чехла. Только верхнеюрские известняки свиты ханифа (рассеянное органическое вещество сапропелевого типа, содержание – 6÷10 %) продуцировали около 300×10^9 т битумоидов, в сумме же масса генерации по всем нефтемате-

ринским толщам оценивается не менее чем в $1,8 \div 2,0 \times 10^{12}$ т с интегральным коэффициентом аккумуляции нефти для мегабассейна в целом до 30÷35 % (из-за малых потерь нефти при вторичной миграции на небольшие расстояния).

Сравнение состава и свойств нефтей двух мегабассейнов показывает следующее.

Нефти Западно-Сибирского региона чрезвычайно разнообразны по физико-химическим свойствам и углеводородному составу легких фракций – от тяжелых, нафтенового основания (сеноманские и альбские залежи северных районов), до средних по плотности (неоком, юра) и легких (менее 0,81 г/см³ в отдельных залежах юрского комплекса). Они четко различаются прежде всего по содержанию серы и твердых алкановых УВ (парафина): в центральных районах нефти – сернистые (0,7÷1,3 %, редко до 1,9 %), но с невысоким содержанием парафина (2÷4 %), на западе – бессернистые, но и малопарафиновые, на севере – бессернистые (менее 0,3 %), но высокопарафиновые (5÷15 %).

Геохимически нефти Западной Сибири диагностируются как морские и озерные сапропелевые (по типу материнского органического вещества) в Среднем Приобье и на западе мегабассейна (в ареале Краснотеннинского свода) и как континентальные (преимущественно гумусовое органическое вещество) на севере и юго-востоке мегабассейна.

Состав свободных газов в Западной Сибири четко определяется глубиной залегания скоплений УВ: на малых (0,5÷1,5 км) глубинах – газы метановые (СН₄ от 97 до 99 %), бесконденсатные. С глубиной содержание метана снижается до 85÷82 %, но увеличивается содержание тяжелых углеводородных газов (до 12÷15 %) и конденсата (10÷350 г/м³). Все газы бессернистые.

В иранской части Месопотамского мегапрогиба в породах кайнозоя и верхнего мела локализованы средние по плотности (0,840÷0,860 г/см³) нефти, среднесернистые (1,5 %) с повышенным (5,0÷6,7 %) содержанием парафина и малым (1÷3 %) – асфальтенов.

Нефти Кувейта (месторождение Бурган и др., верхняя юра – нижний мел, свиты Ямама и Бурган) отличаются повышенной плотностью (0,860÷0,870 г/см³), сернистые (в среднем 2,5 %), парафиновые (5,4 %), с малым содержанием смол и асфальтенов (в сумме менее 10 %).

Верхнеюрские нефти Саудовской Аравии (месторождения Гавар, Абкайк и др., свита араб) утяжеленные (0,860÷0,880 г/см³), сер-

нистые (от 0,9÷1,3 до 3,9 %, обычно около 2,0÷2,5 %), парафиновые (3÷5 %). Все нефти Ближнего Востока имеют генетические корни в морских терригенно-карбонатных породах с гумусово-сапрелевым (в кайнозое) и существенно сапрелевым органическим веществом (в объеме юры и мела).

Практически все газы месторождений НГМБ Персидского залива содержат сероводород (обычно 0,2÷0,5 %, редко до 1,0÷1,5 %).

В Западно-Сибирском НГМБ зоны преимущественного нефте- и газонакопления разобщены по площади: основные нефтесодержащие месторождения связаны с верхнеюрскими и неокотскими отложениями центральных и западных районов, а основные газосодержащие месторождения – с нижне-меловыми и сенманскими отложениями северных районов мегабассейна. В НГМБ Персидского залива такое разобщение происходит по вертикали: газ связан в основном с пермскими, а нефть – с юрскими, меловыми и олигоцен-миоценовыми отложениями.

К числу главнейших особенностей развития и строения складчатого борта [1–3, 5, 9, 10, 15, 18], важных для понимания формирования нефтегазонакопления мегабассейна Персидского залива, относятся:

- заложение Загросского геосинклинального прогиба на платформенном основании и отсутствие сколько-нибудь существенных различий между формациями перикратона и складчатого борта;
- сравнительно плавный переход предгорного прогиба в ороген и увеличение удельной плотности антиклинальных складок, контролируемых высокоемкие ловушки УВ;
- отсутствие проявлений орогенного магматизма и интенсивного метаморфизма;
- присутствие в разрезе мощной эвапоритовой толщи среднего миоцена, не потерявшей свойств покрывки даже в сводах крупных и гипсометрически высоких структур;
- хорошая изолированность палеозойского газогенного (и газоносного) этажа благодаря развитию триасовой соленосной толщи, что практически исключило возможность подавления процессов нефтенакпления в мезозойско-кайнозойских отложениях;
- высокая новейшая тектоническая активность пригеосинклинальной части бассейна,

обеспечившая тектонодинамическое усиление процессов нафтидогенеза.

Специфика нефтегазонакопления на платформенном борту НГМБ Персидского залива в значительной мере определялась ортогональной или диагональной структурной зональностью по отношению к генеральному простиранию складчатого сооружения Загроса и проникновением погребенных продолжений платформенных структур в пределы Месопотамского прогиба.

Особенно важная роль в формировании крупнейших месторождений УВ отводится Центрально-Аравийскому поднятию, занимающему поперечное положение относительно генерального простирания предгорного прогиба. Подавляющее большинство из них размещается либо непосредственно в его пределах, либо на генетически связанных с ним валах и гемивалах в акватории Персидского залива.

Выполненный краткий сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западной Сибири и на Ближнем Востоке позволяет отнести к числу факторов, обусловивших уникальную концентрацию в их недрах нефти и газа (помимо упомянутых выше), следующие:

- аномально высокую суммарную емкость коллекторов внутри ловушек антиклинального типа, особенно в надднщцевых элементах мегабассейнов;
- высокий уровень обогащения отложенных разного возраста различным по типу и катагенетической преобразованности органическим веществом;
- последовательно монотонно нарастающие во времени масштабы генерации УВ;
- весьма благоприятную структурно-морфологическую сопряженность зон генерации и зон аккумуляции УВ;
- повышенный уровень позднеальпийского тектонодинамического усиления процессов онтогенеза УВ в ареале контакта Аравийской и Иранской плит и в меньшей степени – при инверсии тектонических движений в Западной Сибири (в неогеновое время);
- минимальные масштабы расформирования месторождений во внутренних районах и удаления УВ за пределы ареала нефтегазонакопления;
- нахождение мегабассейнов на прогрессирующей стадии развития.

Список литературы

1. Алиев М.М. Геологическое строение и нефтегазоносность Ирана / М.М. Алиев, А. Забанбарг. – Баку: Элм, 1974. – 104 с.
2. Бейдун З.Р. Нефтяная геология и ресурсы Ближнего и Среднего Востока / З.Р. Бейдун, Г.В. Даннингтон. – М.: Недра, 1977. – 135 с.
3. Высоцкий И.В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран / И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин, В.И. Высоцкий. – М.: Недра, 1981. – 479 с.
4. Неволин И.В. Геолого-геофизическое моделирование нефтегазоносных территорий / И.В. Неволин, В.М. Ковылин, Г.А. Масляев и др. – М.: Недра, 1993. – 205 с.
5. Демидов В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка потенциальных ресурсов нефти и газа стран Ближнего и Среднего Востока / В.А. Демидов, И.П. Жабров. – М.: НИИ-Природа, 2004. – 66 с.
6. 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: обзор. информ. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с.
7. Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. / под ред. А.Е. Конторовича и В.С. Суркова. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
8. Ковылин В.М. Блоковое строение Западно-Сибирской плиты и ее нефтегазоносность / В.М. Ковылин // Советская геология. – 1985. – № 2. – С. 77–86.
9. Конюхов А.И. Бассейн Персидского залива: геологическая история, осадочные формации, нефтегазоносность / А.И. Конюхов, Б. Малеки // Литология и полезные ископаемые. – 2006. – № 7. – С. 385–404.
10. Кравченко К.Н. Основные черты размещения и механизм формирования уникальных скоплений нефти и газа в генерационно-аккумуляционных элементах нефидного бассейна Персидского залива / К.Н. Кравченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 2. – С. 4–11.
11. Кравченко К.Н. Основные черты размещения и механизм формирования уникальных скоплений нефти и природного битума в генерационно-аккумуляторных элементах Западно-Сибирско-Анабарского нефидного мультibasейна / К.Н. Кравченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 4. – С. 4–16.
12. Кравченко К.Н. Бассейновая основа общей теории нефидогенеза / К.Н. Кравченко // М.: НИИ-Природа, 2004. – 66 с.
13. Макаревич В.Н. Литолого-стратиграфические особенности и палеографические условия седиментации осадочного чехла провинции DEZFUL (Иран) / В.Н. Макаревич, А.А. Нехаев // Нефтегазовая геология, теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3. – С. 1–8.
14. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – № 8. – С. 8–14.
15. Соловьев Н.Н. О причинах уникальной концентрации нефти (и газа) в нефтегазоносном бассейне Персидского залива / Н.Н. Соловьев // Геология нефти и газа. – 1980. – № 8. – С. 48–54.
16. Alsharhan A.S. Precambrian to Jurassic Rocks of Arabian Gulf and Adjacent Areas: Their Facies, Depositional Setting and Hydrocarbon Habital / A.S. Alsharhan, Ch.G.St.C. Kendall // AAPG Bulletin. – 1986. – V. 70. – № 8. – P. 977–1002.
17. Ayres M.G. Hydrocarbon habital in main producing areas, Saudi Arabia / M.G. Ayres, M. Bilal, R.W. Jones et. al // AAPG Bulletin. – 1982. – V. 66. – № 4. – P. 1–9.
18. Kamen-Kaye M. Geology and productivity of Persian gulf synclinorium / M. Kamen-Kaye // AAPG Bulletin. – 1970. – V. 54. – № 12. – P. 2371–2394.

УДК 553.98

Д.В. Люгай, Б.С. Коротков, Е.Е. Поляков

Стратегия поисков газа в Прикаспийской впадине

Прикаспийская впадина является краевой частью Восточно-Европейской платформы. Ее площадь по контуру распространения соляных куполов составляет 550 тыс. км. Мощность осадочных образований в центральной части впадины изменяется, по различным оценкам, от 15 до 25 км. Такой большой разброс значений объясняется чрезвычайно сложными горно-геологическими условиями проведения геофизических работ и большими трудностями геологической интерпретации полученных геофизических данных.

Добыча нефти из надсолевых отложений ведется с конца XIX в. Начало масштабных геологоразведочных работ (ГРП) на глубоководные подсолевые отложения относится к 1960–1970-м гг., когда появились соответствующие технические средства. Первая сверхглубокая скважина 1СГ-Аралсорская была пробурена в центральной части Прикаспийской впадины с целью изучения подсолевых отложений. Бурение продолжалось с 1961 г. по декабрь 1968 г., достигнутая глубина – 6806 м, на забое вскрыты красноцветные отложения предположительно кунгурского яруса (подсолевые отложения не вскрыты). Практически одновременно (1962–1971 гг.) в юго-восточной части Прикаспийской впадины, на Биикжальском своде бурилась вторая сверхглубокая научная скважина СГ-2, достигнутая глубина – 6028 м. Скважина вскрыла подсолевые отложения, из которых были получены непромышленные притоки нефти и газа. Из-за плохого технического состояния скважины полноценные исследования провести не удалось.

В 1970–1980-е гг. по всему периметру Прикаспийской впадины в бортовых зонах широким фронтом проводились поисково-разведочные работы, увенчавшиеся открытием целого ряда месторождений нефти и газа, в том числе уникальных по запасам Астраханского, Карачаганакского и Тенгизского, а также крупных Жанажольского и Королевского. Подавляющее большинство открытых месторождений находится в пределах северо-восточного, восточного и юго-восточного бортов впадины, т.е. на территории Казахстана.

После распада СССР в Республике Казахстан поиски углеводородов в подсолевых отложениях были продолжены. Наибольшие успехи достигнуты в юго-восточной части Прикаспийской и на морском продолжении Каратон-Тенгизской зон поднятий. В 2000 г. открыто одно из крупнейших в мире нефтяное месторождение Кашаган. В последующие годы открыт еще ряд крупных нефтяных месторождений: Западный Кашаган, Юго-Западный Кашаган, Актоты, Каламкас-море, Кайран. Суммарные геологические запасы углеводородов, по разным источникам, оцениваются от 1,1 до 12 млрд т н.э. По данным совместной операционной компании North Caspian Operating Company (NOC), геологические запасы нефти составляют 6,4 млрд т. В Жанажольской группе месторождений в 2005 г. открыто нефтяное месторождение Умит.

На российской территории (северо-западный, западный и юго-западный бортовые участки впадины) успехи были не столь очевидными. В советский период в западной и северо-западной бортовых зонах (Волгоградская и Саратовская области) было пробурено значительное число сверхглубоких параметрических и поисково-разведочных скважин на подсолевой комплекс. В параметрических скважинах: 1-Ерусланская, 1-Упрямовская и 9-Александровская получены прямые признаки нефтегазоносности подсолевых нижнепермских отложений. Скважина 1-Ерусланская из интервала 5818–5820 м фонтанировала газонефтяной смесью с ее последующим

Ключевые слова:

Прикаспийская впадина, перспективы, газ, углеводороды, геологическая модель, глубокие горизонты, сверхглубокие скважины.

Keywords:

Peri-Caspian depression, trends, gas, hydrocarbons, geological model, the deeper horizons, super-deep wells.

возгоранием. В скважине 1-Упрямовская при испытании в открытом стволе в интервалах 5935÷5979 и 5952÷5875 м получены притоки нефти дебитом до 12 м³/сут. Плотность нефти – 825 кг/м³. Нефтегазопроявления, в том числе мощные неуправляемые фонтаны, отмечались в ряде поисково-разведочных скважин, что свидетельствует о присутствии нефти и газа в глубоководнопогруженных подсолевых отложениях. Однако не было открыто ни одного крупного или даже среднего по запасам месторождения. Кроме технических причин (очень сложные горно-геологические условия проведения полевых геофизических и буровых работ) сказалась низкая степень геолого-геофизической изученности глубоководнопогруженных подсолевых отложений, что не могло не отразиться на результатах ГРП.

В конце 1980-х гг. необходимость планомерного изучения глубоких недр с целью создания достоверной геологической модели Прикаспийской впадины стала очевидной. Была разработана масштабная Государственная программа геологического изучения подсолевого комплекса, реализация которой планировалась на период 1990–2000 гг. Программой предусматривалось бурение 75 сверхглубоких научных скважин суммарным объемом 550 тыс. пог. м, в том числе 11 скважин глубиной более 8 км, а также проведение глубинных сейсмических исследований по региональным опорным профилям. Из-за распада СССР до практической реализации этой программы дело не дошло. После 1991 г. бурение сверхглубоких научных скважин за счет госбюджета на территории российской части впадины не велось. Резко сократились и объемы глубокого поисково-разведочного бурения, проводимого нефтегазовыми компаниями на своих лицензионных участках.

Из многочисленных нефтегазовых компаний только ОАО «Газпром» до середины 2000-х гг. были продолжены поисково-разведочные работы на глубоководнопогруженных подсолевых отложениях в районах размещения Оренбургского и Астраханского газодобывающих центров. Наибольший объем глубокого и сверхглубокого параметрического и поисково-разведочного бурения выполнен в северной бортовой зоне впадины, в широтной полосе между Карачаганакским и Оренбургским месторождениями. До про-

ведения работ эта обширная территория на картах геолого-геофизической изученности представляла собой белое пятно. В то же время ее расположение между уникальными Карачаганакским и Оренбургским месторождениями давало основание относить эти земли к высокоперспективным для поисков новых крупных месторождений углеводородов. Задача была весьма актуальной из-за нарастающей недозагрузки Оренбургского газохимического комплекса, вызванной снижением добычи на Оренбургском месторождении.

Ведущими научно-исследовательскими институтами бывшего Министерства геологии СССР была составлена Программа проведения геологоразведочных и научно-исследовательских работ для обеспечения сырьевой базы Оренбургского газового комплекса, рассчитанная на 1993–2000 гг. После многоуровневой экспертизы в июне 1992 г. программа была утверждена руководством федерального Комитета природных ресурсов (бывшего Мингео СССР) и РАО «Газпром».

Главной стратегической задачей ставился поиск месторождений карачаганакского типа (крупных и с большой плотностью запасов), которые связывались с органогенными (рифовыми) постройками, прогнозировавшимися в бортовой зоне Прикаспийской впадины и на смежных участках южного окончания Предуральяского прогиба.

Этот прогноз базировался на популярной модели унаследованного развития Прикаспийской впадины в среднем и позднем палеозое. Предполагалось, что в центральной части впадины отлагались осадки депрессионных (глубоководных) фаций, в которых не могли формироваться природные резервуары для нефти и газа. Перспективы связывались с шельфовыми карбонатами, образующими по периферии впадины карбонатные платформы. Согласно модели, в зонах перехода от карбонатных платформ к депрессионным осадкам образовывались морфологически выраженные бортовые тектоно-седиментационные уступы, в которых на разных стратиграфических уровнях присутствовали биогермные (рифовые) постройки. Последние рассматривались в качестве главных объектов поисковых работ.

Приведенная выше модель строения Прикаспийской впадины стала официальной и практически безальтернативной, причем как

у российских, так и у казахских геологов. Все новые месторождения Казахстана (Кашаган, Западный Кашаган и др.) сегодня связываются с рифовыми постройками, хотя логичнее было бы главным фактором формирования гигантских месторождений считать приуроченность их к крупным высокоамплитудным сводовым поднятиям и валам.

«Рифомания» направила поисково-разведочные работы по ложному следу. Рифы стали искать не только на крупных поднятиях, но и на средних и мелких, а также вне связи с локальными поднятиями. Сейсморазведчики на временных сейсмических разрезах начали выделять аномалии типа «риф», которые выдавались заказчикам в качестве полноправных объектов для постановки глубокого бурения.

Реализация программы ГРП осуществлялась предприятием ООО «Оренбурггазпром», которое в 1993–2006 гг. пробурило 15 скважин глубиной более 5000 м: параметрические – 1-Южно-Линевская (6145 м), 1-Каинсайская (6516 м), 1-Буранная (6504 м), 501-Вершинская (7005 м), 1-Нагумановская (6007 м); поисковые – 2-Каинсайская (6581 м), 17-Песчаная (5126 м), 20-Песчаная (5701 м), 30-Восточно-Песчаная (4926 м, проектировалась на 5030 м), 35-Чиликсайская (6302 м), 2-Нагумановская (4850 м, проектировалась на 5000 м), 3-Нагумановская (5000 м), 150-Корниловская (5710 м), 171-Акобинская (5330 м), 161-Кзылобинская (5215 м). Целевыми объектами поисков были именно «риф». Практически все скважины пробурены до проектных отметок (некоторые даже глубже), испытаны и ликвидированы по геологическим причинам как выполнившие свое назначение. Результаты бурения оказались весьма скромными – в ряде скважин отмечались нефтегазопроявления, открыто несколько мелких сложнопостроенных залежей. Ни на одном поисковом объекте по результатам бурения «риф» не обнаружены.

После 1991 г. значительный объем глубокого и сверхглубокого бурения выполнен на Астраханском своде.

Первая сверхглубокая поисковая скважина 2-Володарская (проектная глубина – 6500 м) была забурена в феврале 1994 г. в северо-восточной части Астраханского свода за контуром башкирской залежи. Общая вскрытая мощность карбонатных каменноугольных и верхнедевонских отложений

составила 1628 м. В июне 1997 г. на глубине 5961 м при проходке известняков верхнего девона произошло мощное газонефтепроявление. Через боковой отвод более трех часов горел гигантский факел, который затем погас. Последующие попытки вызвать приток нефти и газа, как и продолжить бурение скважины до проектной отметки, успеха не имели, и скважина была ликвидирована по техническим причинам. Однако сам факт нефтегазопроявления получил неожиданно большой резонанс в стране, вызвав повышенный интерес многих нефтяных компаний к нефти девонских отложений.

В последующие годы планомерные ГРП на девонские отложения осуществлялись ОАО «Газпром». В ноябре 1997 г. была забурена первая параметрическая скважина 2-Девонская проектной глубиной 7000 м. С целью ускорения оценки потенциала девонского комплекса в разных сейсмофациальных зонах с небольшим временным отставанием бурились еще две поисковые скважины (1-Д и 3-Д), каждая на глубину 6500 м. В правобережной части Астраханского свода в 1999 г. была начата бурением параметрическая скважина 1-Правобережная проектной глубиной 6500 м. Несколько позже в 2,5 км к северо-западу от скважины 2-Володарская компанией «Астран» забурена сверхглубокая скважина 1-Северо-Астраханская (проектная глубина – 6500 м, фактическая – 6849 м).

Полностью девонский разрез вскрыт скважиной 2-Д (забой – 7003 м). На глубине 7000 м установлено резкое изменение литолого-физического облика пород – переход от нижнедевонских аргиллитов к кварцитовидным песчаникам додевонского возраста.

Скважина 2-Д вскрыла полный разрез верхнепалеозойской карбонатной формации в стратиграфическом объеме от башкирского яруса среднего карбона до франского яруса верхнего девона. Отложения среднего и нижнего девона представлены терригенными породами, в которых преобладают аргиллиты с подчиненными пластами алевролитов и песчаников.

В скважине 2-Д при испытании в колонне интервала 6459–6522 м, представленного песчаным пластом с прослоями аргиллитов, получен приток сухого метанового газа следующего состава: метан – 99,48 %, этан-бутан – в сумме около 0,5 %, сероводород отсутствует.

Пористость песчаников, по данным геоинформационной системы (ГИС), изменяется от 16 до 22 %, газонасыщенность – от 67 до 79 %. Дебит газа составил 10 тыс. м³/сут на штуцерах диаметром 1,98÷1,58 мм при устьевых давлениях 27,0÷29,0 МПа и забойных – 72,5÷88,5 МПа. Замеренное на глубине 6387 м пластовое давление равнялось 129 МПа, температура – 178,6 °С. Коэффициент аномальности пластового давления (в сравнении с условным гидростатическим) близок 2,0, что значительно выше проектных показателей. Испытание выполняли высококвалифицированные специалисты компании Halliburton, но из-за исключительно сложных горно-геологических и термобарических условий даже им не удалось провести их удовлетворительно.

По залегающим ниже объектам, рекомендованным геофизиками к испытанию, данные противоречивы: либо технически не удалось испытать (самый нижний объект – 6835÷6795 м), либо не удалось вызвать приток. Слабый приток метанового газа отмечался при испытании интервала 6553÷6592 м. Пласт представлен известняками пористостью 11÷20 %. Учитывая многочисленные сбои в работе оборудования, контрольных приборов и длительный период простоя скважины до начала проведения работ, результаты испытания карбонатных пород среднего и нижнего девона не могут быть признаны кондиционными.

Что касается поисковых скважин 1-Д и 3-Д, было принято решение об их ликвидации до вскрытия продуктивного пласта, учитывая техническое состояние этих скважин и весьма жесткие пластовые термобарические условия. Таким образом, вопрос промышленной ценности открытой газовой залежи в девонских отложениях Астраханского свода остался нерешенным.

Новые интересные данные по нефтегазоносности Астраханского свода получены в результате бурения и испытания скважины 1-Правобережная (1-ПП). История ГРП в этом районе весьма поучительна. При переработке старых сейсмических материалов специалистами Астраханской геофизической экспедиции была выделена на временных разрезах аномалия сейсмической записи (АСЗ), выражающаяся в прозрачности сейсмических границ в карбонатной формации в интервале залегания отложений нижнего карбона – верх-

него девона. При геометризации АСЗ проявилось некое крупное амебообразное тело, которое стали интерпретировать как крупный рифовый объект [1]. Идея была подхвачена многими другими авторами, с «рифом» стали ассоциировать гигантское нефтяное месторождение, сопоставимое с Тенгизом. В конечном счете появилось обоснование на бурение поисковой скважины, которое было принято в ОАО «Газпром». Составление проекта было поручено ВНИИГАЗу.

В проект было заложено две модели: рифовая и традиционная, горизонтально-слоистая, в которой прозрачность сейсмических горизонтов объяснялась наличием зоны повышенной трещиноватости пород, что подтвердилось бурением. Внутри карбонатной формации «рифового» объекта не оказалось, в связи с чем было принято решение углубить скважину ниже проектной отметки 6500 м до технической возможной глубины. Скважину удалось пробурить до глубины 6645 м. Из карбонатной формации скважина не вышла.

В скважине 1-ПР было испытано несколько интервалов разреза, характеризующихся повышенной трещиноватостью карбонатных пород. Получены притоки воды, дебит которых достигал 120 м³/сут. Свободный газ отсутствовал, поскольку субвертикальная трещинная система обеспечивала его струйную миграцию вверх по разрезу, и газ накапливался под региональной нижнепермской сульфатно-галогенной покровкой.

Непосредственно под покровкой в башкирских отложениях открыто Западно-Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) принципиально нового типа. Ловушка представляет собой структурный нос, осложняющий северо-западный склон Астраханского свода. По данным ГИС, газонасыщенные карбонатные породы прослеживаются в скважине 1-ПР до глубины 4300 м, что на 150 м ниже раздела «газ – вода» в соседних продуктивных скважинах Астраханского ГКМ (правый берег Волги). Соответственно, гипсометрически ниже находится и кровля башкирского резервуара. В качестве временной рабочей модели принят вариант с тектоническим экранированием залежи. Подобного типа месторождения-спутники Астраханского ГКМ, скорее всего, будут открываться по всему периметру башкирской залежи.

Данные бурения глубоких и сверхглубоких скважин на Астраханском своде, в Южном Оренбуржье, а также в бортовой зоне на территории Волгоградской и Саратовской областей не укладываются в официальную модель унаследованного развития Прикаспийской впадины. По результатам их обработки и анализа было сделано заключение о необходимости кардинального переосмысления геологической природы Прикаспийской впадины [2]. Новая региональная модель должна базироваться на следующих положениях:

- Прикаспийская впадина – это не унаследованная, а наложенная депрессия, формирование которой связано с герцинской фазой складчатости пограничных складчатых систем Урала и Кряжа Карпинского;

- в докунгурский этап геологической истории территория современной Прикаспийской впадины являлась частью древней Восточно-Европейской платформы, на которой были аналогичные условия осадконакопления, т.е. существовали и шельфовые, и относительно глубоководные фации. Это означает, что под нижнепермской соленосной толщей в центральных частях впадины можно встретить самые различные типы отложений;

- борта впадины имеют тектоническую природу. Формирование бортовых уступов в эпоху герцинской фазы складчатости происходило достаточно интенсивно и сопровождалось образованием масштабных тектонических нарушений (листрические сбросы, взбросы, надвиги), подводноползновыми явлениями, турбидитами.

Резкая смена тектонической обстановки началась с кунгурского времени, когда на обширной площади развития разнородных, преимущественно линейных, тектонических элементов стала формироваться изометричная впадина с мощной галогенной формацией в основании. Формирование впадины продолжалось на протяжении всего мезокайнозоя.

Таким образом, в геологической истории юго-восточного края Восточно-Европейской платформы четко выделяются два крупных временных отрезка – докунгурский и кунгурско-третичный.

Главной закономерностью пространственного распределения нефти и газа в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины является приуроченность подавляющего

числа залежей промышленного значения и абсолютно всех крупнейших из них к первому под региональной соленосной покрывкой природному резервуару. Другими словами, сульфатно-галогенная формация кунгурского яруса нижней перми контролирует процессы формирования и консервации залежей нефти и (особенно) газа. Если гипсометрически ниже по разрезу еще встречаются небольшие скопления нефти, в том числе полупромышленные (башкирская залежь нефти на Нагумановском месторождении), то промышленных залежей газа уже нет. Это обусловлено отсутствием на глубине более 4 км кондиционных газопорывов. Аргиллиты, глинистые известняки и другие типы пород, которые на малых и средних глубинах выполняют функции покрывок, на больших глубинах утрачивают газопорывные свойства.

Следует отметить также закономерности размещения мелких и средних нефтегазовых месторождений в Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинциях:

- месторождения углеводородов (преимущественно нефтяных) приурочены к зонам ближнего правобережья и левобережья р. Волги, древнего регионального разлома и (или) зоны дробления (субвертикальная трещинная система миграции углеводородов);

- поисковым критерием выявления таких месторождений являются в общем случае опережающие разломы и зоны дробления (под 45° к основному разлому), перекрытые структурными ловушками, в надсолевом комплексе – глинистыми перемычками.

Обобщая выявленные закономерности в Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносной провинции, можно сделать следующие стратегические выводы и вытекающие из них первоочередные научно-технологические рекомендации:

- новая модель строения Прикаспийской впадины как эпипалеозойской наложенной депрессии позволяет более оптимистично и конструктивно оценить перспективы нефтегазоносности подсолевого комплекса не только в бортовых зонах, но и в обширной центральной части впадины. Первоочередной задачей является детализация этой модели с использованием всей совокупности данных, имеющихся в государственных фондах и нефтегазовых компаниях;

- на больших (более 4,5 км) глубинах объектом поисковых работ должен быть первый подсолевой резервуар. Все более глубокопогруженные отложения (в том числе «риффы») даже при наличии коллекторов не будут содержать залежей промышленного значения;

- картирование подсолевых отложений на первом научно-технологическом этапе необходимо производить в рамках единой структурной геологической цифровой модели по имеющимся фондовым данным сейсморазведки разных лет и результатам глубокого бурения в зонах лево- и правобережья Волги в Астраханской, Волгоградской и Саратовской областях.

Список литературы

1. Бродский А.Я. Новый взгляд на строение Астраханского подсолевого поднятия / А.Я. Бродский, Ю.Г. Юров, Ю.А. Волож // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып. 12. – С. 31–41.
2. Коротков Б.С. Научное сопровождение поисковых работ на газ в глубокозалегающих горизонтах / Б.С. Коротков // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 94–105.

УДК 550.361:553.98(571.121)

Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов

Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф)

Изучением термобарических условий в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты (ЗСП) в связи с нефтегазоносностью занимались многие исследователи: В.С. Бочкарев, Н.А. Васин, В.В. Гордиенко, А.Д. Дучков, В.И. Ермаков, О.А. Калятин, В.Е. Киченко, А.Р. Курчиков, И.И. Нестеров, А.А. Плотников, В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин, Л.С. Соколова, Б.П. Ставицкий и др. [1–8]. Тем не менее, на сегодняшний день остаются недостаточно освещенными некоторые актуальные вопросы, касающиеся в первую очередь изучения особенностей распределения и прогнозирования пластовых давлений (ПД) и геотемператур в слабоизученных районах и комплексах пород северных районов Западной Сибири (Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областях (НГО), а также акватории Обской и Тазовской губ и Карского моря). Наименее изученными являются акватории, особенно открытый шельф Карского моря. Глубокопогруженные юрские отложения на севере ЗСП слабо изучены и характеризуются весьма сложным распределением геотермического и флюидобарического полей.

Плотность теплового потока (ППП), распределение в разрезе пород с различными теплофизическими свойствами, вариации климата в постратнеоогценовое время и сформировавшаяся мощная криолитозона определяют основные параметры современного геотермополя – средний современный геотермоградиент (ССГ), частный современный геотермоградиент (ЧСГ) и современную температуру (СТ) пород.

По данным А.Р. Курчикова и др. [5], в арктических районах ЗСП величины ППП изменяются в диапазоне $44 \div 61$ мВт/м². Установлено уменьшение напряженности теплового поля с запада на восток, что связано с увеличением возраста консолидации подстилающего фундамента от п-ова Ямал к Енисей-Хатангскому мегапрогибу и древней Сибирской платформе.

Распределение величин ЧСГ в отдельных литолого-стратиграфических комплексах пород арктических районов Западной Сибири изучено по наиболее хорошо разбуренным месторождениям (Бованенковскому, Новопортовскому, Уренгойскому, Ямбургскому, Харасавэйскому).

Распределение ЧСГ в меловой части разреза соответствует величинам теплопроводности отдельных литолого-стратиграфических толщ. Минимальные величины зафиксированы в существенно опесчаненной водонасыщенной толще пород альба и сеномана, ниже по разрезу происходит закономерное увеличение ЧСГ в связи с ростом глинистости от апта к неокому. В низах неокома продолжается рост величин ЧСГ вследствие развития мощной верхнеюрско-валанжинской глинистой покрывки, которая затрудняет отток тепла из юрской части разреза.

О характере распределения геотемператур в юре судить сложно, так как достоверной геотермической информации мало. По-видимому, в юрской толще также продолжается рост ЧСГ, что может быть связано с высоким насыщением песчано-глинистой толщи множеством скоплений УВ, а также с возможной вертикальной фильтрацией высоконагретых флюидов из доюрских пород, которые распространяются в проницаемой части юры под региональной покрывкой. Распределение величин ЧСГ в юрской части разреза прослежено на хорошо разбуренных Бованенковском и Уренгойском месторождениях. Отмечается, что геотермоградиенты в нижне-среднеюрских отложениях превышают их значения в нижнемеловых на $15 \div 20$ % и более. В районах, где мощность изолирующей покрывки сокращена, величины ЧСГ юрско-меловой

Ключевые слова: Западная Сибирь, геотемпературы, пластовые давления, аномально высокое пластовое давление.

Keywords: Western Siberia, geotemperature, formational pressure, abnormal-high formation pressure.

части месторождения практически не меняются (например, на Новопортовском месторождении, где в низах неокома развита существенно песчанистая новопортовская дельтовая толща).

Суша севера Западной Сибири относится к области сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Толщина ММП на большей части суши района исследований составляет 200÷400 м. Криолитозона контролирует распределение геотемператур в верхней части разреза, в связи с чем на глубинах до 1000 м на многих площадях наблюдаются повышенные геотермоградиенты (4,0÷5,0 °C/100 м).

Распределение ССГ в общих чертах соответствует вариациям величин глубинных тепловых потоков (рис. 1). Величины ССГ в интервале от подошвы криолитозоны до кровли средней юры (горизонт Ю₂) изменяются в диапазоне 2,6÷4,3 °C/100 м. На большей части территории величины ССГ изменяются в пределах 3,0÷3,3 °C/100 м, минимальные значения (2,6÷2,8 °C/100 м) зафиксированы в районах Мессояхского и Ванкорского месторождений, а также в центральной части п-ова Гыдан, повышенные значения ССГ (3,5÷3,8 °C/100 м) фиксируются в южных частях Надым-Пур-Тазовского региона (ареал Восточно-Таркосалинского, Еты-Пуровского, Вынгаяхинского, Комсомольского, Меретояхинского месторождений), а также на месторождениях Нурминского мегавала. Локальный максимум (3,8 °C/100 м) наблюдается в районе Лензитского месторождения. Максимальные величины ССГ отмечаются в районе Харасавэйского и Крузенштернского месторождений (4,1÷4,3 °C/100 м). Здесь расположена крупнейшая в ЗСП положительная геотермическая аномалия, которая, по-видимому, продолжается в акваторию Карского моря.

Исходя из особенностей распределения ССГ, ЧСГ и глубинного положения пород средней юры авторами настоящей статьи составлена схема геотемператур в кровле горизонта Ю₂ (рис. 2). На большей части территории рассчитанные геотемпературы составляют 100÷120 °C. Минимальные значения геотемператур (40÷80 °C) соответствуют периферийным областям бассейна, где юрские отложения погружены на небольшие глубины, максимальные значения (140÷170 °C) ожидаются в центральных, наиболее погруженных частях Южно-Карской впадины.

Величины ПД в природных резервуарах мела и юры севера Западной Сибири распределены неравномерно и меняются от условно гидростатических ($P_{пл} / P_{у.г} \approx 1,0$) до аномально высоких.

Верхняя часть разреза в объеме кайнозойских и меловых природных резервуаров в большинстве случаев характеризуется нормальными пластовыми давлениями с коэффициентом аномальности $K_a \sim 1,00$, за исключением самых нижних песчаных пластов неокома, где на некоторых месторождениях отмечаются повышенные давления ($K_a = 1,05 \div 1,15$, редко до 1,40). Отдельно обособляются ачимовские отложения (берриас – валанжин), где K_a достигает 1,4÷1,8. Исключение составляет Харасавэйское месторождение, характеризующееся отличными от большинства месторождений ЗСП термобарическими условиями [8].

Наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в нижней части неокома в общем случае объясняется повышенной изолированностью валанжинских природных резервуаров, которая обусловлена высокой глинистостью нижних частей мелового разреза.

В объеме юрского продуктивного комплекса ПД изменяются от нормальных до аномально высоких, в ряде случаев приближаясь к геостатическим ($K_a = 2,0 \div 2,05$) (рис. 3).

Гидростатические ПД развиты в районах, близких к обрамлению осадочного бассейна, с глубинами залегания, как правило, не превышающими 2,5 км. На остальной части севера Западной Сибири развиты АВПД. На большинстве месторождений K_a ПД колеблется в пределах 1,1÷1,7, однако на Харасавэйском, Ямбургском, Песцовом, Ен-Яхинском, Заполярном и Хальмерпаютинском зафиксированы ПД с $K_a = 1,9 \div 2,1$.

Скачок ПД в ниже-среднеюрских отложениях по сравнению с нижнемеловыми определяется наличием разделяющей нижнемеловой и юрской комплексы глинистой толщи неокома и подстилающей ее верхнеюрской глинисто-кремнистой толщей.

Четкой зависимости коэффициента аномальности от мощности изолирующей толщи и глубин залегания пород установить не удается. Видимо, распространение АВПД связано с особенностями герметичности толщи, которые зависят от минералогического, катагенетического, тектонического (разломы) и других факторов. Кроме того, необходимым условием нали-

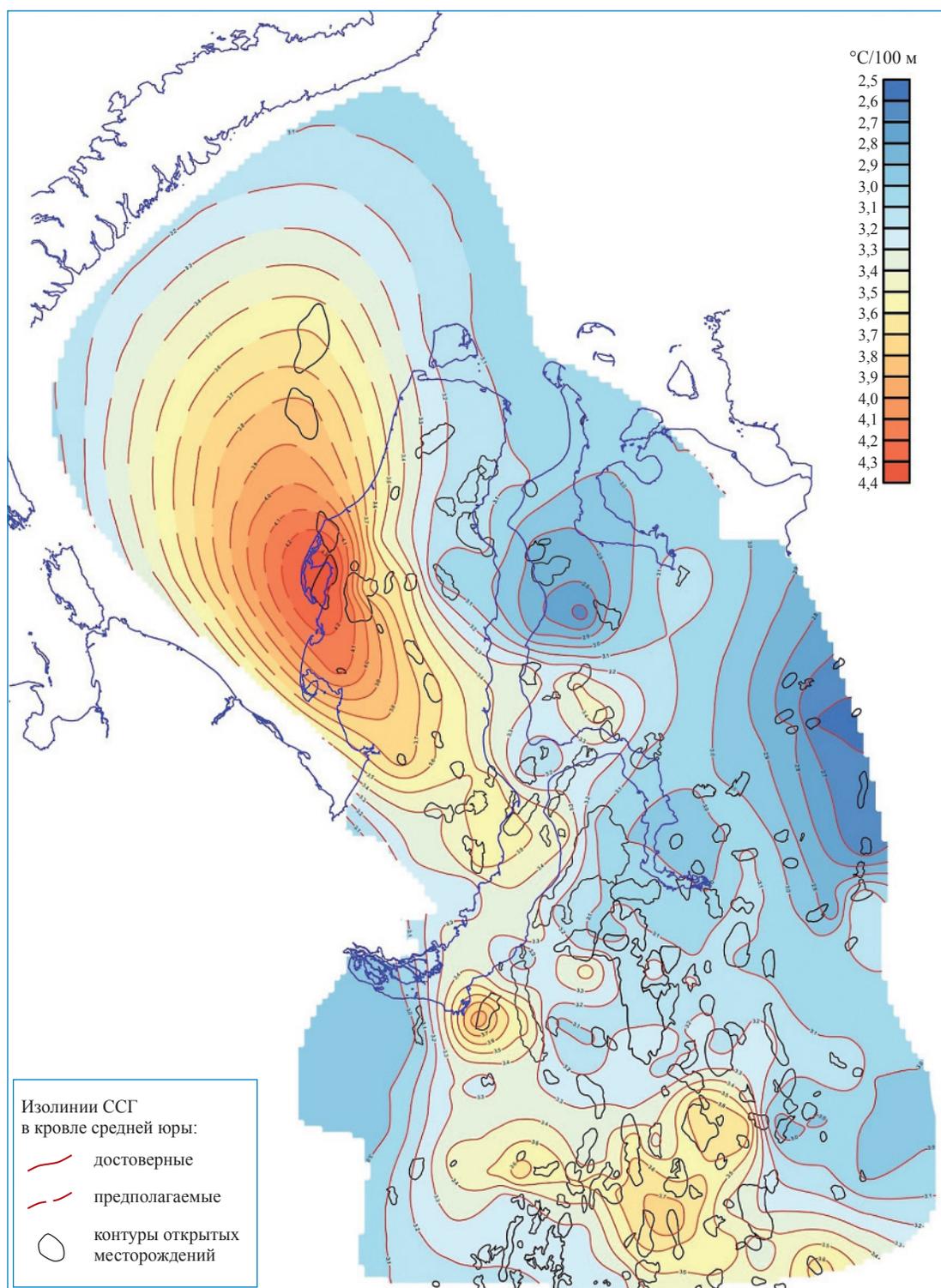


Рис. 1. Схема распределения средних современных геотермоградиентов в интервале разреза от подошвы криолитозоны до кровли средней юры (горизонт Ю₂)

чия АВПД является достаточная удаленность от зон выклинивания ниже-среднеюрских отложений на границах осадочного бассейна.

Так, развитие зон АВПД в ниже-среднеюрских отложениях предполагается в центральных частях Карского моря, а также в ак-

ваториях Обской и Тазовской губ, там, где кровля средней юры погружена на глубины 3 км и более. Кроме того, наличие АВПД в ниже-среднеюрских отложениях можно достаточно уверенно предполагать на ряде площадей, где не было произведено замеров ПД,

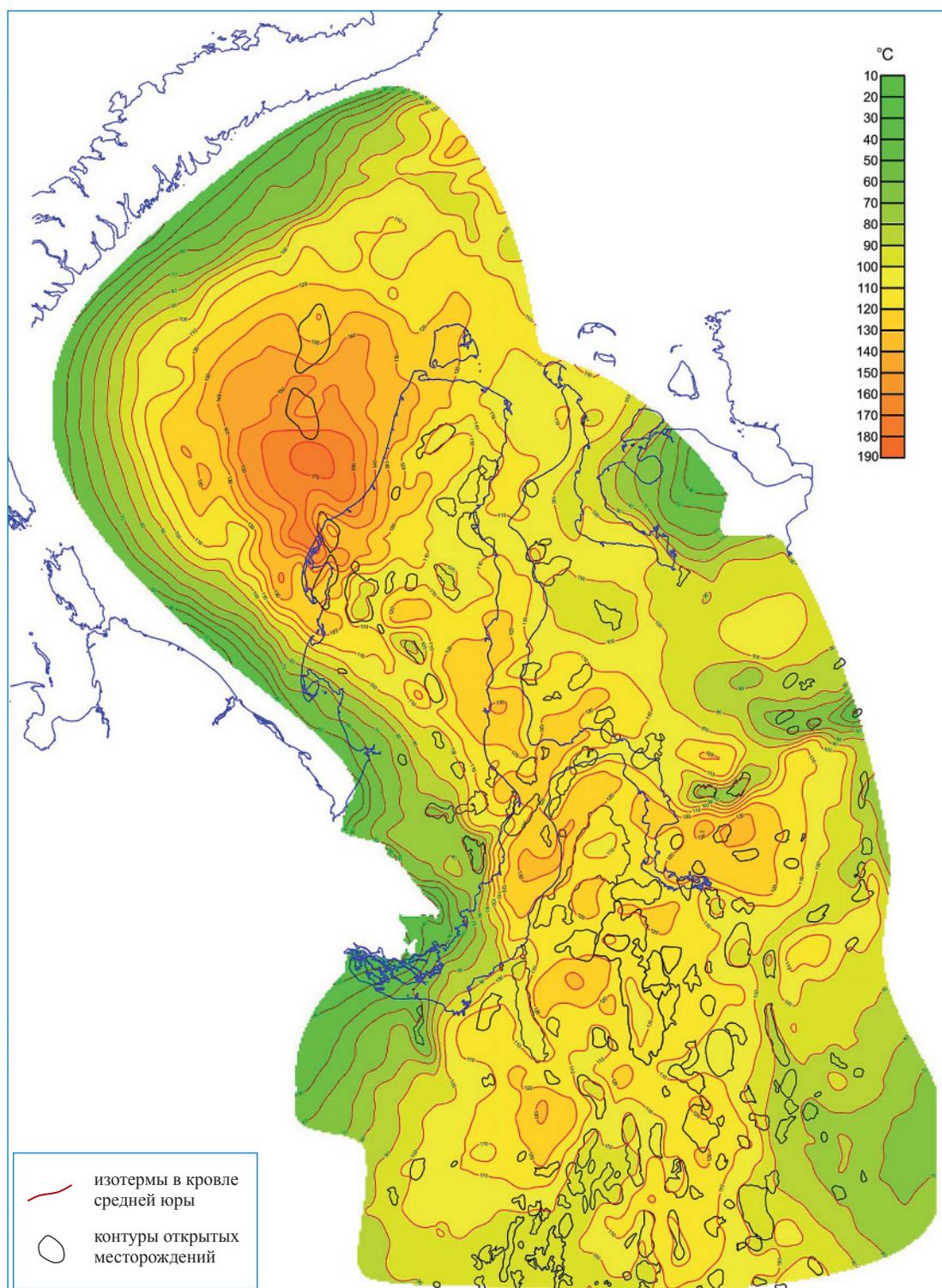


Рис. 2. Схема изменения геотемператур в кровле средней юры (горизонт Ю₂)

например на месторождениях, где зона АВПД встречена выше, – в неокомских (ачимовских) пластах (Ростовцевское, Хамбатеинское месторождения).

Исследование особенностей распространения и прогнозирование пластовых давлений и температур в слабоизученных природных

резервуарах, разработка единых термобарических и катагенетических критериев раздельного прогноза газо- и нефтеносности не утратили своей актуальности и в настоящее время. Такие исследования были проведены Д.А. Соиным в 2010 г. для Ямальской НГО, и результаты позволили установить четкие границы размещения за-

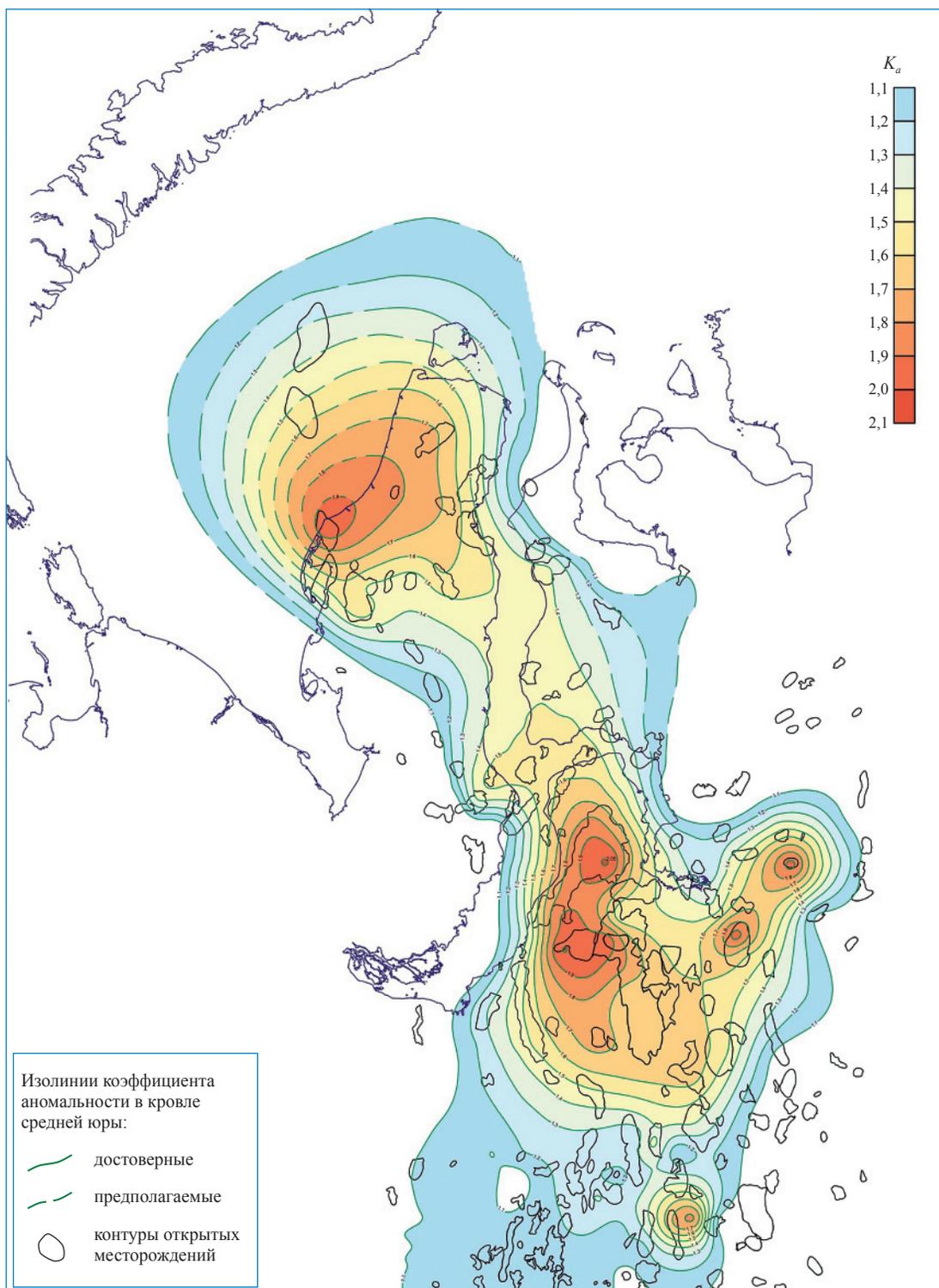


Рис. 3. Схема изменения аномальности пластовых давлений (горизонт Ю₂)

лежей УВ различного фазового состава и выполнить раздельный прогноз нефтегазоносности.

Вопрос влияния термодинамических условий залегания пород на нефтегазопроductивность больших глубин особенно актуален для юрских и доюрских отложений арктических частей бассейна, погруженных на глубины более 3,5 км.

На рис. 4 представлен график зависимости результатов испытаний юрских отложений арктических областей Западной Сибири от глубины их залегания и величин современных пластовых температур. Для построения графика использованы результаты, полученные на различных объектах ниже-среднеюрской толщи

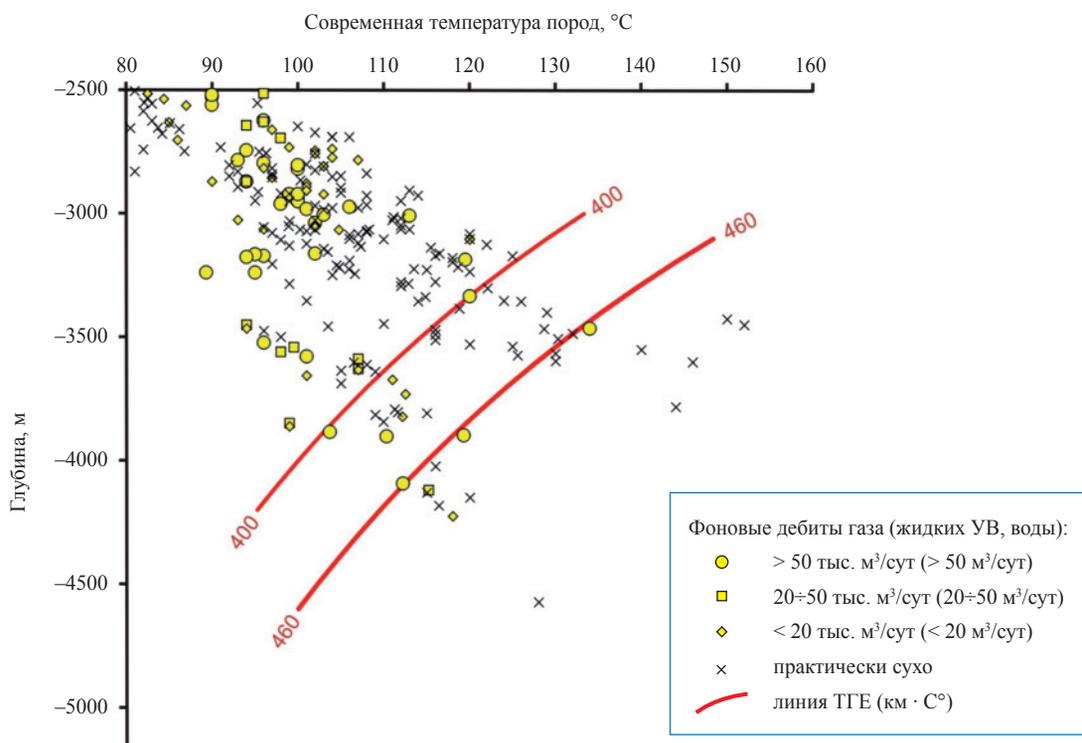


Рис. 4. Зависимость результатов испытаний юрских отложений арктических областей Западной Сибири от глубины их залегания и величин современных пластовых температур

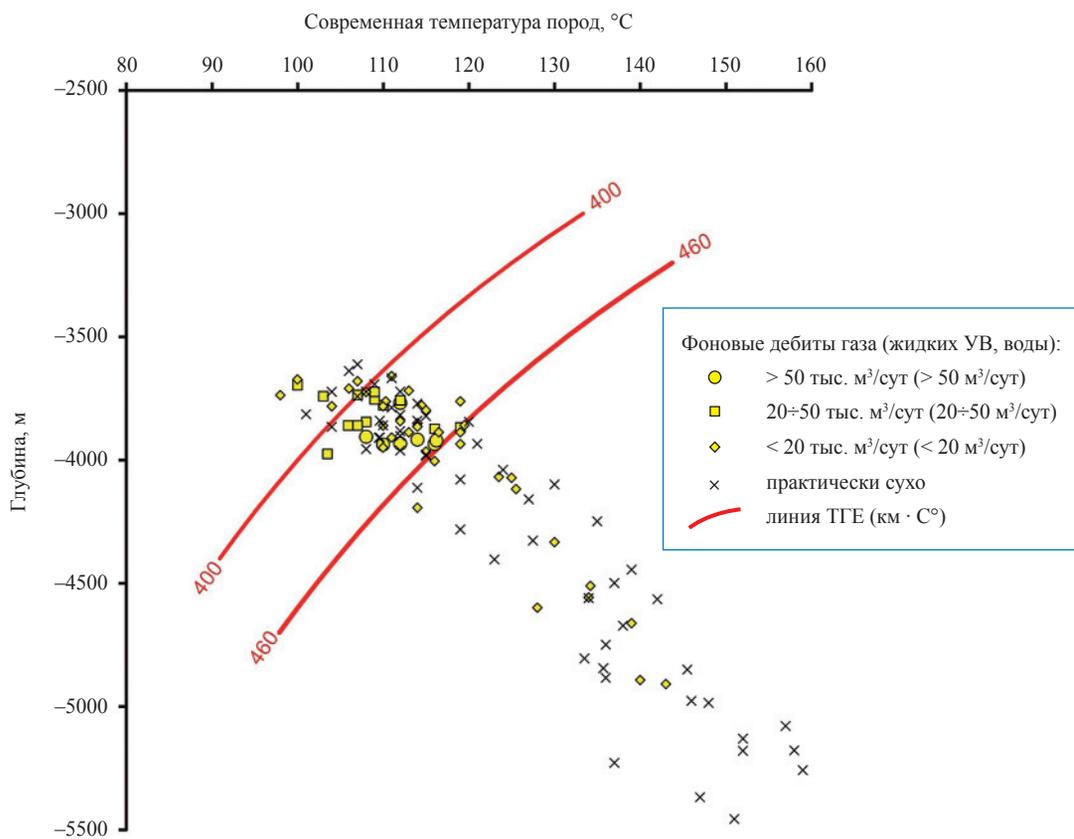


Рис. 5. Зависимость результатов испытаний юрских отложений Уренгойского месторождения от глубины их залегания и величин современных температур

Ямальской и Гыданской НГО, а также севера Надым-Пур-Тазовского региона (Семаковское, Парусовое, Ямбургское и Северо-Уренгойское месторождения). На графике прослеживается зависимость результатов испытаний от определенных значений температур и глубин залегания, причем отмечается взаимозаменяемость глубин и температур. Так, Ямбургское месторождение характеризуется относительно невысокой напряженностью геотермополя: величина ССГ составляет около $3,0\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Здесь из среднеюрских горизонтов получены высокодебитные притоки газа с конденсатом на глубинах до $4,0\text{--}4,2\text{ км}$, в то время как на Харасавэйском месторождении, где величина ССГ составляет около $4,2\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, все испытанные объекты на глубинах более 3350 м оказались в зоне развития плотных коллекторов.

Для прогноза зон распространения коллекторов с удовлетворительными добывными возможностями предлагается использовать термодинамический параметр, равный произведению глубины залегания предполагаемых коллекторских горизонтов на величину современной пластовой температуры ($\text{км} \cdot ^{\circ}\text{C}$). Величина, огра-

ничивающая зону распространения нетрадиционных (плотных) коллекторов, соответствующая значению около $460\text{ км} \cdot ^{\circ}\text{C}$ термодинамических единиц (ТДЕ), нанесена на график.

Подобная зависимость (рис. 5) прослежена также для юрских отложений в районе Уренгойского месторождения (Уренгойское, Песцовое, Ен-Яхинское). Высокодебитные притоки получены в объектах, характеризующихся значениями менее 460 ТДЕ, при более высоких величинах отмечаются низкодебитные притоки газа с конденсатом и водой.

Таким образом, критерии прогноза нефтегазоносности, основанные на термодинамической характеристике пород, целесообразно применять при оценке перспектив слабоизученных ниже-среднеюрских, триасовых и палеозойских отложений всего севера ЗСП, в том числе акватории Карского моря. При этом использование термодинамического параметра позволит выделить зоны развития традиционных и нетрадиционных (плотных) низкопроницаемых коллекторов и произвести оценку их ресурсного потенциала.

Список литературы

1. Нестеров И.И. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири / И.И. Нестеров, А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. – Тюмень, 1988.
2. Дучков А.Д. Тепловой поток и температура литосферы Западной Сибири / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. – Тюмень, 1988, – С. 41–57.
3. Ермаков В.И. Термодинамические условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1988. – № 11. – С. 17–22.
4. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986.
5. Курчиков А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
6. Скоробогатов В.А. Геотермические и катагенетические условия нефтегазоносности Ямало-Карского региона Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2.
7. Скоробогатов В.А. Геотермические условия газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 25–29.
8. Соин Д.А. Сверхгидростатические пластовые давления в геофлюидальной системе природных резервуаров нижнего мела и юры Ямальской нефтегазоносной области Западной Сибири / Д.А. Соин // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 63–67.

УДК 551.24:553.98

В.Ф. Подурушин

Особенности строения и история формирования структур неокомского возраста в Ямало-Гыданском регионе

Ключевые слова:

неоком, сжатие, надвиг, поддвиг, антиклинальная складка, структурная ловушка.

Keywords:

Neocomian, compression, thrust, underthrust, anticlinal flexure, structural trap.

Развитие Западно-Сибирской плиты в неокомское время отличается усилением тектонической активности, наиболее отчетливо проявившимся на севере Западной Сибири. Повышенная чувствительность северной части плиты к воздействию внешних сил, видимо, объясняется более тонкой, по сравнению с южной половиной, консолидированной частью земной коры и увеличенной мощностью осадочного чехла.

Тектонические события неокома отразились на особенностях гранулометрического и литологического состава осадочных пород, мощности и строении синхронной толщи; появлении угловых несогласий и размывов; количестве, типе и морфологии разрывных нарушений; формировании складчатых структур. По перечисленным признакам восстанавливаются причины деформаций и история формирования структур.

Чехол Западно-Сибирской плиты отлагался в платформенных мегасинеклизах, унаследовавших положение верхнепермско-триасовых рифтогенных впадин. В среднем триасе – юре на севере Западной Сибири существовали две мегасинеклизы – Карская и Ямало-Тазовская, разделенные Южно-Карской мегаседловиной. В неокоме, после возникновения Мессояхской наклонной гряды (порога), Ямало-Тазовская мегасинеклиза была разделена на две более мелкие мегасинеклизы (рис. 1).

Накопление ортоплатформенного чехла в мегасинеклизах проходило с середины триаса, на Южно-Карской мегаседловине – с начала юры. Тенденция общего погружения и снижения амплитуды разрывно-складчатых деформаций доминировала в этом районе до начала раннего мела, включая первую половину берриасского века. Структурные планы юрских отражающих горизонтов (T_4 , T_1 , Б) конформны друг другу. Келловейско-нижнетитонские отложения (абалакская и гольчихинская свиты) представлены в основном морскими глинами мощностью в среднем 100–120 м, которая увеличивается до 300 м на севере региона [1, 2]. Кульминацией этой тенденции стало формирование маломощной, относительно глубоководной глинистой баженовской свиты в титоне – первой половине берриаса (отражающий горизонт Б). Первичная структура баженовской свиты характеризуется пологим параллельно-слоистым залеганием с незначительным наклоном к обширным депоцентрам. Гранулометрический и литологический составы верхнеюрских свит свидетельствуют, что позднеюрский палеобассейн обрамлялся невысокой сушей, особенно низкой на западе, где герцинский складчато-надвиговый пояс Урала превратился в архипелаг островов [3]. Лишь при приближении к Северо-Сибирскому порогу на севере региона, по данным Свердрупской параметрической скважины, титонско-нижнеберриасская толща опесчанивается, в связи с чем рефлексор Б здесь не прослеживается [4].

Неокомская толща выше отражающего горизонта Б отличается от подстилающих отложений резким изменением состава и внутренней структуры, возрастанием числа разновозрастных разрывных и складчатых дислокаций.

На юрско-нижнеберриасских морских глинах залегает мощная клиноформная толща верхнего берриаса – нижнего готерива, в составе которой нерегулярно сочетаются разнообразные глинистые и песчано-алевритовые фации, отложившиеся в широкой полосе перехода от суши к морю. Этот комплекс выделен в ахскую свиту. Он сформировался в условиях бокового наращивания склона бассейна и регрессии моря.

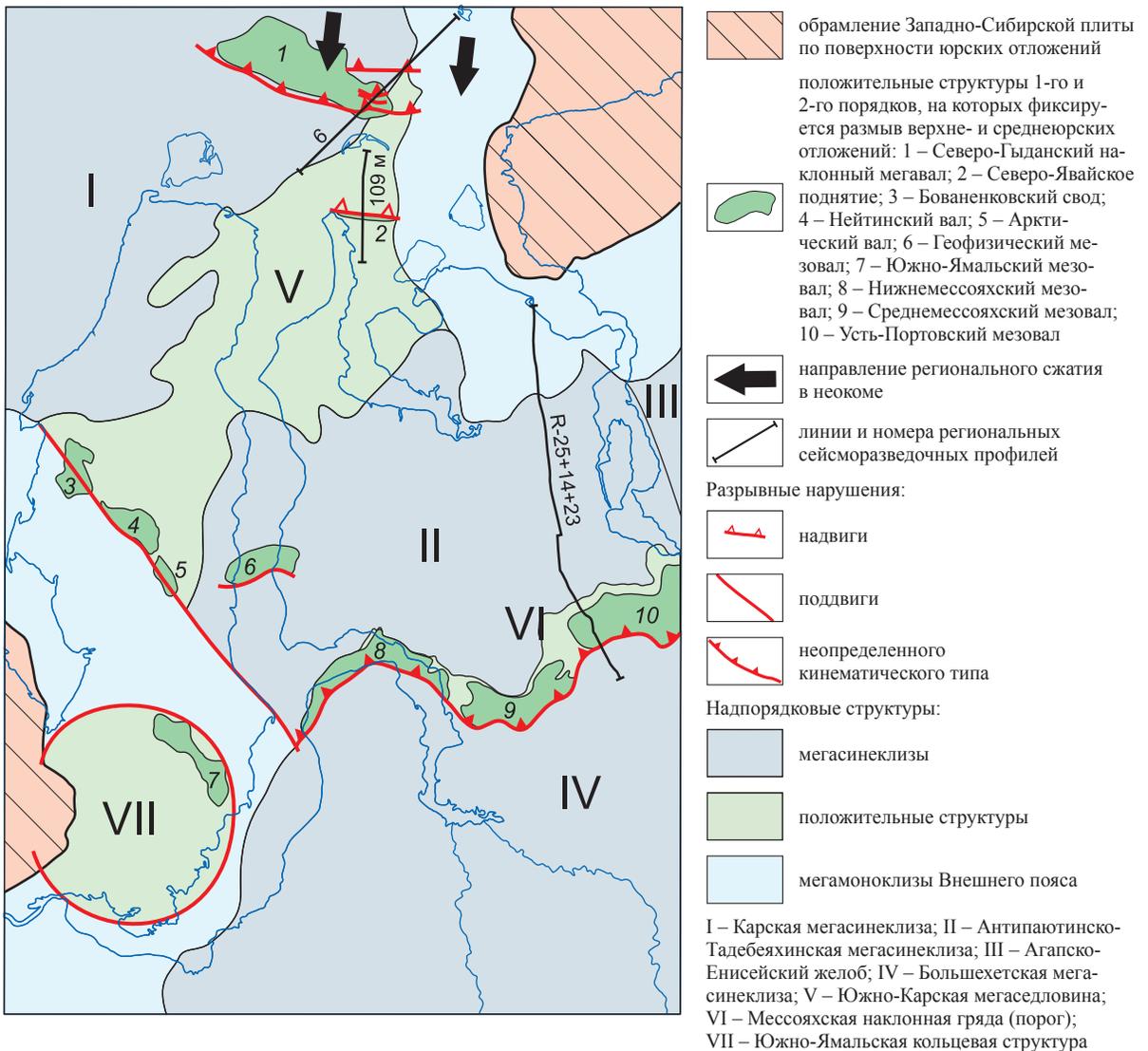


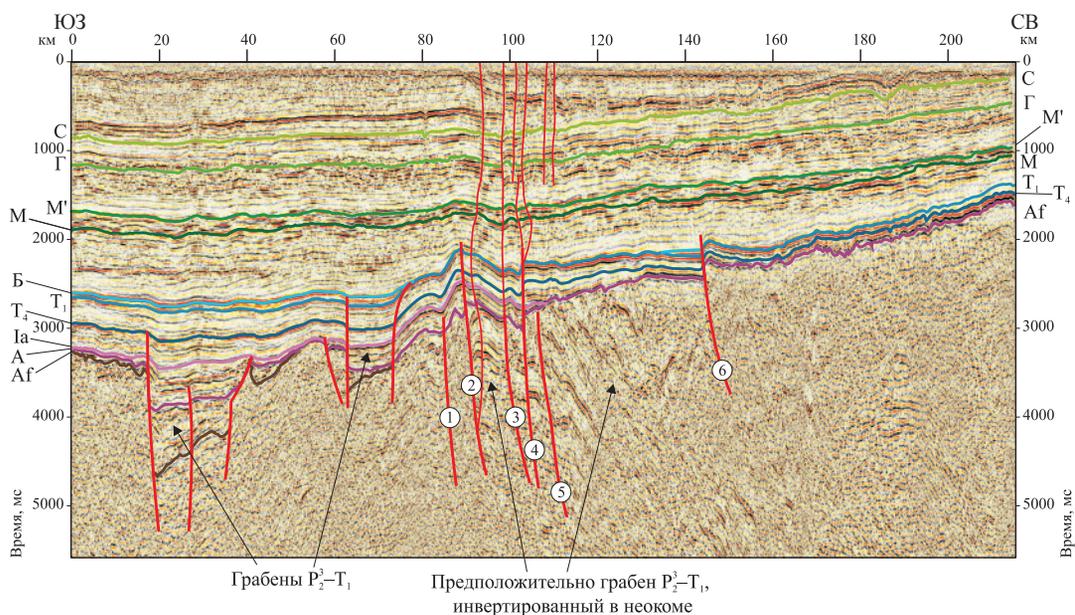
Рис. 1. Тектоническая схема Ямало-Гыданского региона для неокомского времени

На п-овах Ямал и Гыдан северо-западное падение клиноформ и уменьшение в том же направлении мощности ахской свиты указывают, что транзит осадочного материала осуществлялся преимущественно с востока и юго-востока на запад и северо-запад. В северной части региона отчетливо выражено падение клиноформ с севера на юг (рис. 2). В непосредственной близости к Уралу, на юго-западе Ямала отмечены небольшие и пологие клиноформы восточного падения, сложенные глинисто-алевритовым материалом и внахлест перекрытые более мощными встречными телами [1, 2, 5]. Таким образом, доминирующим источником обломочного материала в позднем берриасе – раннем готериве было восточное и северное обрамление эпигерцинской

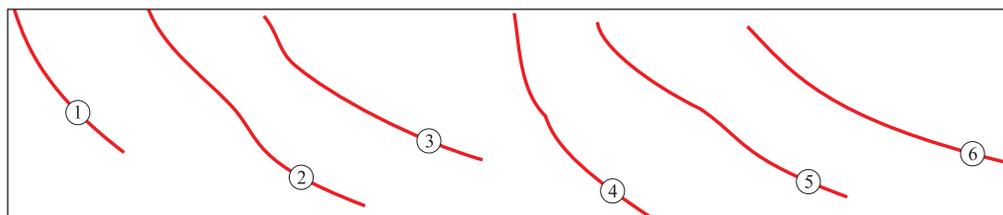
плиты: Таймырский складчато-надвиговый пояс, Северо-Гыданский наклонный мегавал, Северо-Сибирский порог, Сибирская платформа. Снос с уральской палеосуши имел подчиненное значение.

Кровля неокомского клиноформного комплекса несет признаки эрозионного среза в виде кровельного прилегания к ней отдельных отражающих границ.

Верхнеготеривско-барремская часть неокомского комплекса сложена параллельно-слоистым, равномерно-ритмичным чередованием мелководно-морских, лагунных и континентальных угленосных песчаников, алевролитов и глин танопчинской свиты. В глинистой нейтинской пачке на границе готерива и баррема развит отражающий горизонт М [1, 6].



а



б

Отражающие горизонты:

-  С (сантон, кровля нижнеберезовской подсвиты)
-  Г (кровля сеномана)
-  М' (апт, кровля таноппчинской свиты)
-  М (кровля готерива)
-  Б (кровля титона – нижнего берриаса)
-  Т₁ (кровля бата)
-  Т₄ (тоар, джангодская свита)

-  Ia (верхний триас, кровля тампейской серии)
-  A (в прогибах – средний триас, кровля туринской серии; на поднятиях – подошва мезозойского осадочного чехла)
-  Af (кровля палеозоя в прогибах)

Разрывные нарушения

(цифры – идентификационные номера неомских разломов для их сопоставления на рис. а и б):

-  4) неомские и более ранние
-  постнеомские

Рис. 2. Интерпретация временного разреза по сейсмическому профилю 6 (исходные данные заимствованы из [2]):

а – временной разрез (соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:10);

б – истинное залегание разломов неомского возраста, обозначенных цифрами, после выравнивания горизонтального и вертикального масштабов (уменьшено)

Аптский отражающий горизонт М' (кровля таноппчинской свиты) имеет выровненный моноклиальный облик с погружением на запад и значительным смещением депоцентра осадко-накопления в том же направлении [1, 7].

Специфика состава и строения неомского осадочного комплекса свидетельствует о резком подъеме в середине берриасского

века территорий северного и восточного обрамлений Ямало-Гыданского региона при отсутствии аналогичных признаков на Урале. В середине готерива подъем и денудация обрамления плиты скачкообразно замедлились, а на протяжении оставшейся части неокома и в апте скорость этих процессов снижалась постепенно.

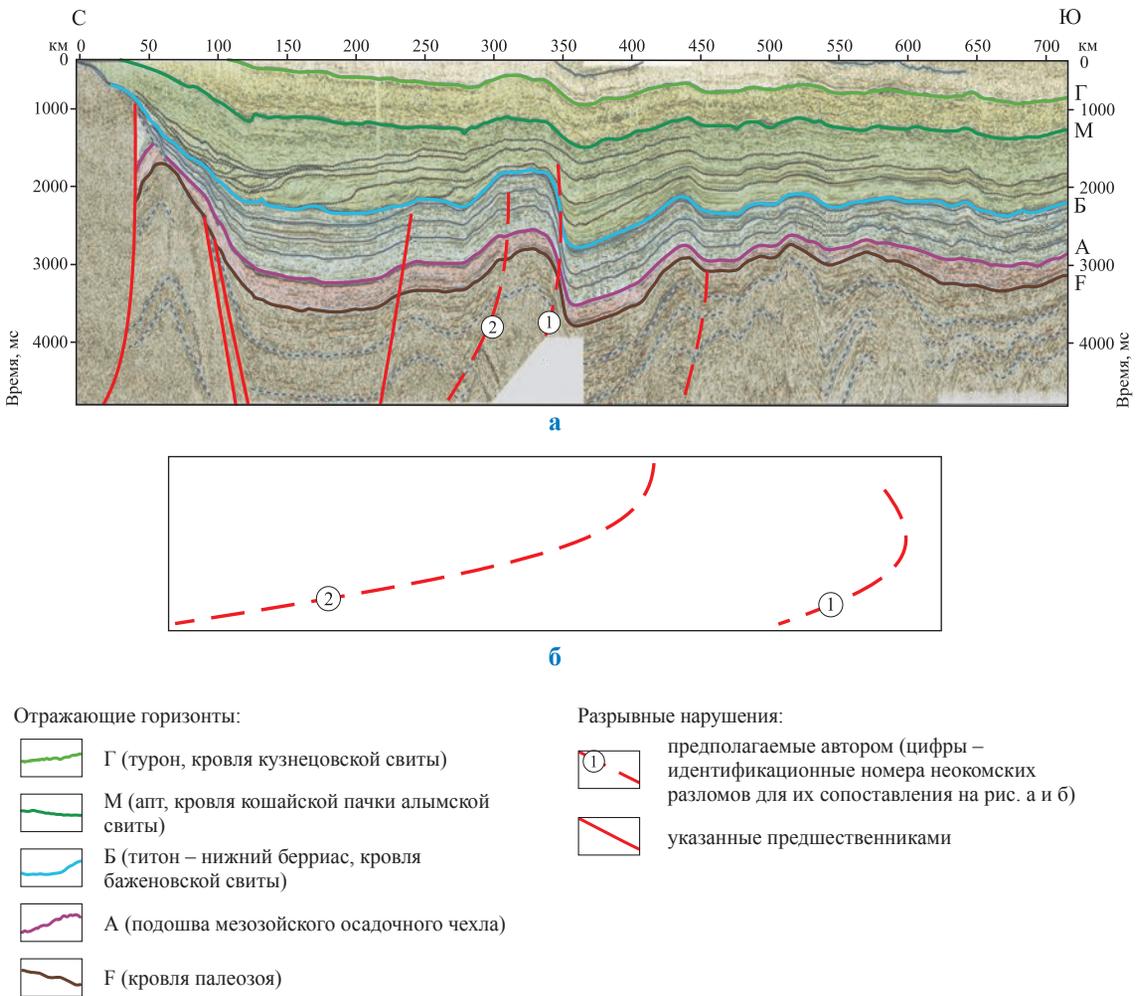


Рис. 3. Интерпретация временного разреза по сейсмическому профилю R-25+14+23 (исходные данные заимствованы из работы [8]):

**а – временной разрез (соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:10);
 б – истинное залегание разломов неокомского возраста, обозначенных цифрами, после выравнивания горизонтального и вертикального масштабов (уменьшено)**

На севере Западной Сибири в неокомское время в целом преобладала спокойная тектоническая обстановка и сохранялся остаточный позднеюрско-раннеберриасский морской бассейн, пассивно заполнявшийся телами бокового наращивания. Однако на этом общем фоне в некоторых зонах происходило довольно интенсивное для платформы разломо- и складкообразование, наиболее отчетливо проявившееся в домеловых отложениях (рис. 2–4). Выше середины готерива интенсивность деформаций становится незначительной.

Ранненеокомские разломы Ямало-Гыданского региона простираются, главным образом, в субширотном направлении. На сейсмопрофилях, представляемых обычно при соотношении горизонтального и вертикального масштабов 1:10, эти разломы выглядят как крутопа-

дающие взбросы. Однако в действительности это достаточно пологие надвиги и поддвиги, что выясняется после приведения масштабов к соотношению 1:1 (см. рис. 2–4). К их висячим крыльям часто приурочены антиклинальные складки. Перечисленные свойства свидетельствуют о формировании рассматриваемых разрывных нарушений в обстановке горизонтального субмеридионального сжатия [1].

Наиболее крупной неокомской разрывно-складчатой структурой является надпорядковая Мессояхская наклонная гряда (порог), нарушившая первичную региональную структуру среднетриасово-юрской толщи и разделившая среднемезозойскую Ямало-Тазовскую мегасинеклизу на Антипаютинско-Гадебейхинскую и Большехетскую мегасинеклизы (см. рис. 1, 3). На вершине гряды частично или полностью

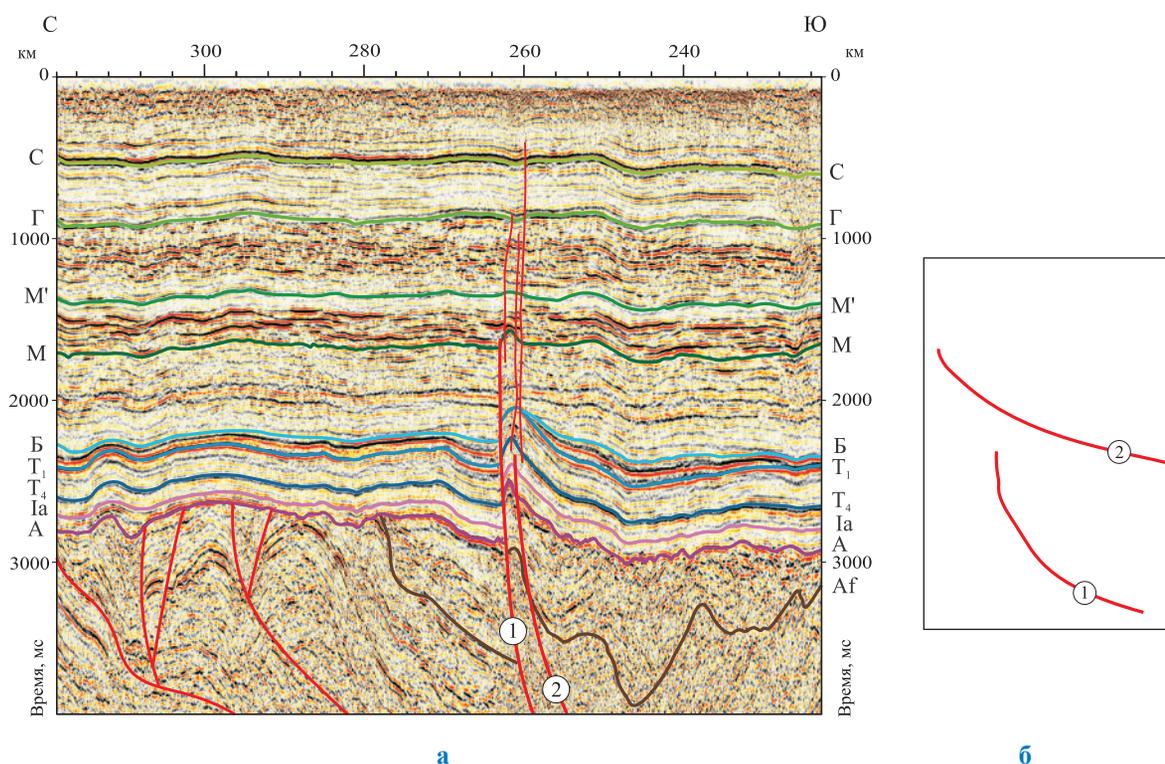


Рис. 4. Интерпретация фрагмента временного разреза по сейсмическому профилю 109 м (исходные данные заимствованы из [1]):

а – временной разрез (соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:10);
б – истинное залегание разломов неокомского возраста после выравнивания горизонтального и вертикального масштабов (уменьшено) (условные обозначения см. на рис. 2)

размыты отложения верхней юры, местами – верхи среднеюрских отложений. Наиболее ярко наклонная гряда проявлена ниже отражающего горизонта М, при этом вниз по разрезу амплитуда деформаций увеличивается, достигая 1200 м.

Линейная вытянутость гряды в плане, значительная амплитуда, большие темпы роста и сквозной характер с наличием в основании резко поднятого блока фундамента позволяют предполагать, что причиной ее образования послужило крупное разрывное нарушение. Кинематический тип предполагаемого нарушения определяется как надвиг по извилистой линии горизонтального среза и асимметричному строению (см. рис. 3). Сдвиг шарнира гряды к югу, более пологое залегание висячего крыла и более крутое – лежащего свидетельствуют о перемещении висячего крыла (или выжимании блока фундамента) с севера-северо-запада на юг-юго-восток. Неокомский возраст деформаций определяется по размыву на вершине гряды верхнеюрских отложений при взаимной параллельности юрских рефлекторов.

Палеотектонические реконструкции указывают на образование Мессояхской гряды на месте раннетриасовой системы грабенообразных впадин, компенсированных осадконакоплением [8, 9]. В своде гряды разрывные нарушения установлены на Парусовом, Северо-Парусовом, Семаковском, Западно- и Восточно-Мессояхском месторождениях. По данным Е.Е. Нечаевой и др., надразломными является также большинство локальных поднятий на северном крыле Мессояхского порога [9].

Отчетливо приразломную природу имеет субширотный Геофизический мезовал, на вершине которого размыты отложения верхней и кровля средней юры. Расположенное на мезовале одноименное месторождение осложнено многочисленными разрывными нарушениями, экранирующими часть залежей [9, 10]. Тип разломов однозначно не определяется. По-видимому, Геофизический мезовал формировался на пересечении широтных и меридиональных нарушений.

По данным сейсморазведки [1], на северном окончании Явайского п-ова (северная

часть п-ова Гыдан) и в прилегающей акватории выделяется разломная зона субширотного простирания, северное крыло которой подвинуто под южное. Южное крыло приподнято и осложнено надразломной антиклинальной складкой – потенциальной ловушкой углеводородов (см. рис. 4). В кровле антиклинали размыты верхнеюрские отложения.

На Ямале неокомская активизация выразилась в возрождении древних и появлении новых антиклинальных поднятий по юрским отражающим горизонтам. На Бованенковской, Нейтинской и Новопортовской площадях размыты верхнеюрские глины [11] (см. рис. 1). Усилилась контрастность складчатых и разрывных структур северо-западного простирания. Нейтинский (Северо-Арктический) вал приобрел заметную асимметрию: его северо-восточное крыло положе юго-западного, ось сдвинута к юго-западу. Выше отражающего горизонта Б амплитуды многих складчатых структур уменьшаются (таблица). Участки размыва юрских отложений расположены над крупным уступом фундамента, образовавшимся в триасе в результате сбросового опускания северного крыла крупнейшего на Ямале Харасавэйско-Каменного разлома [12]. Видимо, в начале неокома тип движений по этому разлому изменился на взбросовый.

В притаймырской акватории Карского моря региональной сейсморазведкой выявлен субширотный Северо-Гыданский наклонный мегавал (см. рис. 1, 2). Так же, как Мессояхская наклонная гряда, он асимметричен, с более пологим северо-северо-восточным крылом и смещением шарнира к юго-юго-западу. Мегавал разбит серией надвигов, сместители которых характеризуются падением на северо-северо-восток. На мегавале размыва часть верхнеюрских отложений.

К северу от Северо-Гыданского наклонного мегавала отражающий горизонт Б фиксируется спорадически, в отдельных отрицательных структурах, что однако не свидетельствует об

отсутствии здесь верхнеюрской толщи. Судя по керну Свердрупской параметрической скважины, верхняя юра на севере региона имеет значительное площадное распространение, а исчезновение рефлектора Б вызвано изменением ее состава с глинистого на песчано-алевроитовый в связи с мелководностью палеобассейна и залеганием верхнеюрских осадков непосредственно на кристаллических породах [4].

Южнее Северо-Гыданского наклонного мегавала верхнеберриасско-готеривская толща имеет ярко проявленное клиноформное строение, севернее она характеризуется более крупнослоистой и пологой структурой (см. рис. 2).

Описанные структуры и их парагенезы свидетельствуют о том, что во второй половине берриасского – готеривском веках раннего мела на общем спокойном тектоническом фоне в отдельных узких зонах Ямало-Гыданского региона произошли смещения пород к югу. Очевидно, названные подвижки были обусловлены ориентированной в южном направлении силой, источник которой располагался к северу от рассматриваемого региона. Действительно, Северо-Сибирский порог и Таймыр, обрамляющие, соответственно, с севера и востока Южно-Карскую впадину, в неокомское время превратились из морского бассейна в области размыва и сноса терригенного материала [5].

Север Западно-Сибирской плиты в неокоме оставался областью относительного тектонического покоя. Его эпигерцинский фундамент в конце поздней перми – триасе подвергся рифтогенезу, пережил интенсивное растяжение и до середины берриаса продолжал прогибаться в режиме слабого пострифтового растяжения. Поскольку уровень горизонтальных напряжений на севере Западной Сибири оказался пониженным, в этом направлении ограниченно выжимались горные массы Северо-Сибирского порога и Таймыра, оказывая на фундамент эпигерцинской плиты давление, ориентированное в юго-юго-западном направлении.

Сопоставление амплитуд некоторых структур п-ова Ямал по отражающим горизонтам А, Т₁, Б, М, М'

Название структуры	Амплитуда по отражающим горизонтам, м				
	А	Т ₁	Б	М	М'
Бованенковский свод	400	500	500	300	320
Нейтинский вал	400	450	450	250	240
Арктический вал	100	250	250	200	180
Новопортовский вал	200	300	300	250	220

В Ямало-Гыданском регионе благодаря неплотной структуре фундамента внутри сближавшихся блоков не произошло значительных и резких деформаций. Здесь возникли только пологие антиклинальные складки, в сводах которых сохранились накопившиеся юрские отложения. Основные деформации сосредоточились в крупных межблоковых зонах:

- в зоне, приближенной и параллельной источнику напряжений – Северо-Сибирскому порогу – оформился Северо-Гыданский наклонный мегавал;

- над разломом, ограничивающим с севера Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, произошло поднятие Северо-Явайской структуры;

- на Ямале над сбросовым уступом Харасавэйско-Каменного разлома, разделяющим области монолитной и деструктурированной континентальной коры, возникла цепь положительных структур, состоящая из Бованенковского свода, Нейтинского (Северо-Арктического) и Арктического (Южно-Арктического) валов;

- в зоне сочленения поперечного и продольного разломов триасового грабена в перекрывающих отложениях сформировался Геофизический мезовал;

- над центральной, наиболее растянутой зоной первичной Ямало-Тазовской мегасинеклизы образовалась Мессояхская наклонная гряда (порог);

- над северо-восточным сегментом жесткого и приподнятого основания Южно-Ямальной кольцевой структуры [12], обращенным навстречу вектору сжимающей силы, появился Новопортовский вал.

Высокая скорость и увеличенные амплитуды подвижек в этих зонах вызвали подводный размыв верхнеюрских и нижнеберриаских глинистых отложений, а также, возможно, оползание их верхних нелитифицированных и водонасыщенных слоев.

В послетриасовой истории Западно-Сибирской плиты неокотская активизация является одним из двух наиболее значительных периодов структурообразования. По интенсивности этих процессов с ней сопоставимы только неогеновые движения. В обоих случаях проявились значительные размывы подстилающих отложений, изменился структурный план, сформировались прежние и образовались новые ловушки нефти и газа [13].

Крупные неокотские дизъюнктивные зоны Ямало-Гыданского региона сохраняли подвижность и в дальнейшей истории. На рис. 2 над раннемеловыми надвидами Северо-Гыданского наклонного мегавала распознается широкая зона субвертикальных извилистых и малоамплитудных разрывных нарушений, секущих и деформирующих отражения вплоть до дневной поверхности. Для облегчения восприятия на представленном разрезе показаны лишь наиболее ярко выраженные из них. С этими разрывами связан глубокий (300–400 м) и широкий (свыше 100 км) неогеновый эрозионный врез в верхнемеловые отложения.

Антиклинальные складки, развитые в висячих крыльях надвигов и поддвигов, представляют собой структурные ловушки нефти и газа. Месторождения, выявленные в аллохтоне Мессояхского порога, перечислены выше. В аналогичных структурах на других площадях (см. рис. 2, 4) возможно обнаружение новых газовых залежей.

В заключение следует отметить, что в Ямало-Гыданском регионе наряду с вертикальными и крутопадающими присутствуют пологонаклонные разрывные нарушения типа надвигов и поддвигов. Висячие крылья этих разломов осложнены антиклинальными складками.

Пологие разрывы сформировались в неокоте под влиянием тектонической активизации, охватившей северное и восточное обрамление Западно-Сибирской плиты.

Надразломные складки являются структурами с установленной и потенциальной газонефтеносностью.

Список литературы

1. Иванова Н.М. Сейсморазведочные работы в Гыданской и Юрацкой губах для создания непрерывной сети региональных профилей / Н.М. Иванова, Ю.В. Рослов, И.В. Беляев и др. – СПб.: ФГУ НПП «Севморгео», 2008. – 275 с.
2. Иванова Н.М. Региональные сейсморазведочные работы на акватории Обской губы и южной части шельфа Карского моря / Н.М. Иванова, Ю.В. Рослов, И.В. Беляев и др. – СПб.: ФГУ НПП «Севморгео», 2008. – 371 с.
3. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое / Н.И. Тимонин. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1998. – 238 с.

4. Грамберг И.С. Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей / И.С. Грамберг, И.В. Школа, Е.Г. Бро и др. // Советская геология. – 1985. – № 1. – С. 95–98.
5. Никишин В.А. Раннемеловой этап тектонической активизации и его проявление в осадочных бассейнах западной Арктики и Западной Сибири: электрон. ресурс / В.А. Никишин, А.А. Поляков, В.В. Обметко // Ломоносов 2011: материалы конференции. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2011 г. – <http://lomonosov-msu.ru/rus/lomono.sov.html>
6. Старикова И.Ю. Обработка и интерпретация сейсмических материалов прошлых лет по полуострову Гыданский: отчет (Государственный контракт № 202/05) / И.Ю. Старикова, И.И. Павлов, И.А. Плесовских и др. – Тюмень: СибНАЦ, 2006. – 329 с.
7. Пенягин П.В. Переработка и интерпретация сейсмических материалов прошлых лет по полуострову Гыдан: отчет / П.В. Пенягин, И.А. Плесовских, Н.П. Дещеня. – Тюмень: СибНАЦ, 2004. – 393 с.
8. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
9. Нечаева Е.Е. Геолого-экономическая оценка подготовки ресурсной базы углеводородного сырья на полуострове Гыдан / Е.Е. Нечаева, Н.П. Дещеня, И.А. Плесовских и др. – Тюмень: СибНАЦ, 2004. – 1018 с.
10. Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Масштаб 1:6500000 / под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2000.
11. Фомичев В.А. Литология разрезов Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей / В.А. Фомичев, Н.К. Волкова; под ред. О.М. Нелепченко // Литология разрезов Западной Сибири по геофизическим исследованиям: сб. науч. тр. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. – С. 51–59.
12. Подурушин В.Ф. Тектоника фундамента и ее влияние на формирование газового потенциала полуострова Ямал / В.Ф. Подурушин; под ред. В.А. Скоробогатова // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 65–72.
13. Рудкевич М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова. – М.: Недра, 1988. – 303 с.

УДК 553.98:551.7(571)

И.Б. Извеков

Закономерности размещения месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции

Ключевые слова: нефтегазоносность, месторождение, тектоническое строение, зона сочленения, особенности размещения, Западная Сибирь.

Keywords: oil-and-gas occurrence, tectonic structure, junction zone, especially accommodation, Western Siberia.

Изучение северных и арктических районов Западно-Сибирской равнины началось с 1960-х гг. В настоящее время на территории ЯНАО, включая шельф Карского моря, открыто 234 месторождения, из которых: 24 – газовые, 47 – газоконденсатные, 11 – газонефтяные, 75 – нефтяные, 3 – нефтегазовые, 74 – нефтегазоконденсатные.

Арктические районы Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции характеризуются разной степенью геолого-геофизической изученности. Одни нефтегазоносные области (НГО) и районы (НГР) в значительной степени опоскованы, другие находятся на начальной стадии поисково-разведочного процесса. Относительно хорошо изучен Тазовский п-ов, в меньшей степени – п-ов Ямал, наименее изученной территорией является самая северная и труднодоступная Гыданская НГО.

Зона сочленения (ЗС) Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской НГО (рисунок) характеризуется различной нефтегазоносностью по разрезу и площади. В результате поисково-разведочных работ (ППР), проведенных в этой зоне, установлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. В статье рассмотрены закономерности размещения 22 месторождений, открытых в ЗС, суммарные разведанные запасы газа по которым составляют 6,1 трлн м³ (жидкие УВ превышают 1 млрд т). Промышленные скопления углеводородов (УВ) обнаружены в отложениях от кровли сеномана до палеозойских включительно. В изучаемой зоне выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): юрский (в составе ниже-среднеюрского подкомплекса), ачимовский, неоман-аптский, альб-сеноманский. Кроме того, на Новопортовском месторождении, которое характеризуется максимальным этажом нефтегазоносности, на глубинах 2,6÷4 км в коре выветривания палеозойского фундамента выявлены газоконденсатные залежи, а также получены притоки газа из коренного палеозоя (на северо-востоке площади). Распределение залежей УВ по НГК ЗС представлено в таблице.

Сеноманские отложения регионально продуктивны на всей территории северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции. К ним приурочены крупные и уникальные залежи газа на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и многих других месторождениях. В изучаемой зоне расположены Ямбургское, Парусовое, Северо-Парусовое, Семаковское, Тота-Яхинское, Антипаютинское, Минховское, Геофизическое, Чугорьяхинское, Северо-Каменномыское, Каменномыское, Каменномыское-море, Обское, Ростовцевское, Нурминское и Новопортовское месторождения с газовыми залежами в сеноманских отложениях. Следует отметить, что в изучаемой зоне на территории п-ова Гыдан вследствие выровненного рельефа структурной поверхности кровли сеномана скопления газа в сеноманском горизонте выявлены только в половине месторождений, что не характерно для северных районов Западной Сибири. Залежи в отложениях сеномана не были обнаружены на Восточно-Минховском, Восточно-Бугорном и Трехбугорном месторождениях. На Солетско-Ханавейском месторождении открыта залежь в пласте ХМ₁ яронгской свиты (альба). Причина заключается в отсутствии замкнутых локальных структур по кровле сеномана.



Обзорная схема зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской НГО

Все сеноманские залежи северных областей Западной Сибири связаны со структурными ловушками (локальными поднятиями), высота их зависит от амплитуды структуры по замыкающей изогипсе. По типу залежи массивно-пластовые, плоскость газодняного контакта близка к горизонтальной или имеет небольшой наклон, преимущественно в северном направлении. В изучаемой ЗС в сеномане отмечается наличие элементов текто-

нического экранирования. На месторождениях Парусовое, Северо-Парусовое, Семаковское, Геофизическое залежи сводовые массивные, осложненные тектоническими нарушениями. Наличие тектонически-экранированных месторождений и залежей в ареале Обской и Тазовской губ связано с отрицательными структурами типа грабенов.

Аптский подкомплекс представлен породами континентального и прибрежно-морского

**Распределение залежей УВ по нефтегазоносным комплексам зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской НГО
Западно-Сибирской мегапровинции**

Продуктивные комплексы и подкомплексы	п-ов Ямал				Обская и Тазовская губы										НПТР					п-ов Гыдан				
	Новопортовское	Ростовцевское	Нурминское	Хамбатейское	Каменномыское	Каменномыское-море	Северо-Каменномыское	Чурьяхинское	Обское	Семаковское	Тота-Яхинское	Антипатюгинское	Северо-Парусовое	Парусовое	Южно-Парусовое	Ямбургское	Минховское	Восточно-Минховское	Солетско-Ханавейское	Восточно-Буторное	Трехбуторное	Геофизическое		
Сеноман	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (3)	Г (1)	Г (1)			Г (1)	Г (1)	
	Г (1)																		Г (1)				Г (1)	
Альб																								
Апт	ГН (1)	ГК (4)	Г (1), ГК (3)									Г (3)	Г (1)				Г (8)	Г (1)	Г (5), ГК (1)	Г (1)		Г (5), ГК (4), Н (1)	Г (5), ГК (4), Н (1)	
												Н (1)							Г (1), ГК (1)			Н (2), ГК (1)	Н (2), ГК (1)	
Баррем			ГК (7)	ГК (1)	ГК (2)							ГК (1)												
													Н (1), ГК (1)			Г (4), ГК (8), Н (1)								
Готерив																								
Неоком	ГК (2), ГКН (10)	ГК (7), Н (9), ГКН (1)	ГК (3), Н (1)	ГК (2)	ГК (2), НК (1)											ГК (44), Н (2), ГКН (2)				ГК (2)				
АТ				ГК (1)																				
Юра	ГК (3), ГКН (5), Н (2)								Н (2)			ГК (1)											ГК (1)	
Палеозой	ГК (2)																							

открытые залежи

неpromышленные приголки УВ (пленки нефти)

НПТР – Надым-Пур-Тазовский регион; залежи: Г – газы, ГК – газоконденсатные, ГКН – газоконденсатно-нефтяные, Н – нефтяные; (1) – нефтяные; (1) – количество залежей; АТ – ачимовская толща.

генезиса. Залежи УВ в отложениях апта открыты на Нурминском, Ростовцевском, Новопортовском, Геофизическом, Солетско-Хановэйском, Восточно-Бугорном, Минховском, Восточно-Минховском, Северо-Парусовом и Парусовом месторождениях. Ловушки преимущественно структурного и литологического типов. Покрышкой служат глинистые отложения нижнеальбского возраста.

Наибольшее количество продуктивных пластов в комплексе установлено в северных районах Ямальной и Гыданской НГО. Так, в Малыгинском и Тамбейском НГР число продуктивных пластов в подкомплексе колеблется от 10 до 22, достигая максимума в Тамбейском НГР. Залежи по фазовому составу УВ газовые и газонефтяные, в нижней части комплекса – газоконденсатные. Наиболее крупные по запасам газа залежи приурочены к верхам таноупчинской свиты. На Бованенковском и Харасавэйском месторождениях с пластами ТП₁₋₆ связаны уникальные по запасам залежи газа.

В юго-восточном направлении от Тамбейского НГР (район Обской и Тазовской губ) в сторону Мессояхского порога происходит опесчанивание разреза таноупчинской и яронгской свит, сокращается количество зональных глинистых покрышек и, как следствие, уменьшается число газонасыщенных резервуаров.

На границе фациальных зон Гыданской, Ямальной и Надым-Пурской НГО (Мессовский НГР) отмечается отсутствие выдержанных зональных глинистых покрышек, которые могли бы являться флюидоупорами для газовых залежей в апте. Выявленная закономерность не позволяет высоко оценивать перспективность разреза аптских отложений в ареале ЗС.

Из результатов проведенного анализа нефтегазоносности аптских отложений на территории изучаемой зоны следует, что основные запасы газа таноупчинской свиты сосредоточены на п-ове Гыдан. Количество залежей в аптских отложениях снижается по мере приближения к Тазовской губе. В ареале Тазовской губы отложения верхней части таноупчинской свиты оцениваются как водоносные.

Неокомский подкомплекс в Ямальной, Гыданской и Надым-Пурской НГО включает валанжинские, готеривские и барремские отложения и является основным для жидких УВ в Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции. Отложения комплекса накапливались в морских, прибрежно-морских и континенталь-

ных условиях и представлены ритмичным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Специфика формирования отложений неокома предопределяет наличие достаточно емких пластовых резервуаров в сочетании с перекрывающими их непроницаемыми глинистыми покрышками, что создает условия для формирования скоплений с промышленными запасами УВ. Характерной особенностью верхней части неокома и апта является наличие большого числа пластов угля мощностью от 0,1÷0,5 до 2÷3 м.

На севере Надым-Пурской НГО нефтегазоносность неокома наиболее широко представлена на Ямбургском месторождении. Комплекс объединяет преимущественно морские песчаные и алеврито-глинистые отложения сортымской и тангаловской свит. В нижней части комплекс сложен преимущественно глинистыми породами с редкими пластами песчаников и алевролитов. В неокомских отложениях Ямбургского месторождения залежи УВ выявлены в готеривской части разреза (пласты БУ₃¹, БУ₄¹, БУ₄²⁻³, БУ₆¹, БУ₆², БУ₆³) и валанжине (пласты БУ₇, БУ₈⁰, БУ₈⁰¹, БУ₈⁰², БУ₈¹, БУ₈², БУ₈³, БУ₉⁰, БУ₉¹, БУ₉¹⁻², БУ₉²⁻³, БУ₉², БУ₉³). Залежи газоконденсатные, пластовые сводовые в основном с литологическими экранами по латерали.

В пределах Ямальной и Гыданской НГО комплекс представлен песчано-глинистыми образованиями ахской свиты, отложениями нижнетаноупчинской подсвиты. Коллекторами являются плохо выдержанные по площади и разрезу пласты песчаников и алевролитов нижнетаноупчинской (ТП₁₇–ТП₂₀), новопортовской (пласты НП₀ и НП₁₀) и ямальной (пласты БЯ₁₀–БЯ₁₆) толщ. Преобладающий тип ловушек – литологически экранированные в пределах локальных поднятий.

Наибольшее количество залежей УВ в отложениях новопортовской толщи неокомского НГК выявлено на Новопортовском месторождении. Почти все залежи пластовые, литологически экранированные, смешанные по фазовому состоянию (НГК и ГКН). Покрышкой для скоплений УВ в отложениях новопортовской толщи служит глинистая сеяхинская пачка зонального развития (50÷70 м). В отложениях ямальной толщи (БЯ₁₀–БЯ₁₈) и нижней части таноупчинской свиты (пласты ТП₁₇–ТП₂₀, ТП₂₁–ТП₂₆) залежи УВ выявлены на Ростовцевском, Нурминском и Хамбате́йском месторождениях.

Продуктивность неокома в пределах изучаемой зоны Гыданской НГО доказана на Геофизическом, Солетско-Ханавейском, Трехбугорном и Чугорьяхинском месторождениях. На Геофизическом месторождении в отложениях неокома открыто две нефтяные (ТП₁₈⁰, ТП₁₉) и одна газоконденсатная (ТП₂₂) залежи; на Солетско-Ханавейском – одна газовая (ТП₁₇) и одна газоконденсатная (ТП₂₀) залежи; на Трехбугорном – одна газовая залежь в барремских отложениях (пласт ТП₂₁); на Чугорьяхинском – три газоконденсатных залежи в отложениях танопчинской свиты (пласты ТП₂₀, ТП₂₂, ТП₂₃). Небольшое количество открытых залежей в низах неокома (выше региональной покрышки) связано с низкой изученностью района глубоким бурением.

На границе фациальных зон Гыданской, Ямальской и Надым-Пурской НГО (Мессовский НГР) разрез неокомских отложений представлен группами пластов ТП₁₇₋₂₀, ТП₂₁₋₂₂, БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₄₋₇. Покрышкой для пластов ТП₁₇₋₁₈ служат глинистые отложения нейтинской толщи, для пласта БУ₃ – отложения ен-яхинской, пласта БУ₅ – пимской глинистых пачек, пласта БУ₈⁰ – пачка «шоколадных» глин. Для остальных пластов покрышками служат локальные глинистые пропластки.

На Северо-Парусовом месторождении при испытании скв. 153 в интервале глубин 2625÷2633 и 2638÷2641 м (пласт ТП₂₀) была открыта нефтяная залежь. На Парусовом месторождении в отложениях комплекса при испытании скв. 1001 в интервале 2680÷2685 м – нефтяная залежь пласта БУ₁ (по Госбалансу – БУ₃). На Южно-Парусовой площади в скв. 12 при испытании пласта БУ₈⁰¹ в интервале 3407÷3419 м (а.о. 3365÷3377 м) получен фонтан газа дебитом 46,1 тыс. м³/сут, конденсата – 6,5 м³/сут на штуцере 6,1 мм. Открыто одноименное газоконденсатное месторождение. На Семаковском лицензионном участке, по данным интерпретации ГИС, в скв. 54 с неясным характером насыщения выделены пласты БУ₆ и БУ₈[!]. По данным ГИС, на Тота-Яхинском участке пласты БУ₁, БУ₂ и БУ₃ (неиспытанные) оцениваются как неясные по характеру насыщения.

Из результатов проведенного анализа нефтегазоносности неокомских отложений на территории изучаемой зоны следует, что размещение залежей УВ в основном связано с литолого-фациальными условиями образования толщ. Неокомские отложения по особенностям стро-

ения существенно отличаются от выше- и нижезалегающих толщ наиболее резко выраженной фациальной и литологической изменчивостью как по разрезу, так и по площади. В северной части Надым-Пурской НГО, представленной уренгойским типом разреза (сортымская и тангаловская свиты), наиболее перспективной является готерив-валанжинская часть разреза. В изучаемой части п-ова Ямал, представленного Восточно-Ямальским типом разреза с выделяемой в его составе новопортовской толщей, залежи УВ распространены в отложениях баремского, готеривского и берриас-валанжинского возраста. На Новопортовском и Ростовцевском месторождениях наибольшее количество залежей открыто в отложениях новопортовской толщи (берриас – низы валанжина). В южной части Гыданской области перспективы нефтегазоносности неокомских отложений связаны с отложениями баррема.

Региональная верхнеюрско-валанжинская покрышка осложнена песчано-глинистой АТ. Ачимовский НГК на севере НПТР регионально продуктивен, однако на Гыдане и Ямале его распространение проблематично, нефтегазоносность недостаточно изучена.

На сейсмических разрезах горизонты АТ имеют клиноформный рисунок, где пласты АТ и шельфовые пласты соединяются синхронными границами.

Условия формирования осадков и вторичные процессы, происходившие в меловое время, определили своеобразие фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов ачимовских отложений. Следует отметить, что зоны наилучших коллекторских свойств не совпадают с ареалами лучшей гранулометрической отсортированности песчаников. Это свидетельствует о том, что значительное влияние на коллекторские свойства пород оказывают вторичные процессы и трещиноватость.

ФЕС ачимовских коллекторов часто низкие, их проницаемость составляет 0,001÷0,01 Д, открытая пористость – 14÷18 %, цемент коллекторов глинисто-карбонатный. Следует отметить наличие в отложениях ачимовской толщи аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур.

На Ямбургском месторождении в АТ открыто четыре нефтяные (в пластах Ач₅, Ач₄, Ач₃, Ач₃⁰) и девять газоконденсатных (в пластах Ач₁₅², Ач₆⁴, Ач₆², Ач₃⁰¹, Ач₂, Ач₁, Ач₀, Ач₀₀⁴, АчБУ₁₂) литологически экранирован-

ные залежи. Дебиты газа сепарации изменяются от 25,1 до 92,7 тыс. м³/сут, стабильного конденсата – от 2,16 до 37,14 м³/сут на шайбе 6 мм, штуцере 4,3 мм, нефти – от 0,5 до 25,3 на штуцере 3 мм. Плотность конденсата – 0,733÷0,786 г/см³, удельный вес нефти – 0,82÷0,84 г/см³. Пластовое давление изменяется в диапазоне от 49,85 до 75,85 МПа, пластовая температура – от 88 до 110,5 °С.

Песчано-глинистые отложения АТ повсеместно перекрываются толщей морских нижневаланжинских глин большой мощности. Песчано-алевролитовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников, ориентированных с севера на юг. Ачимовский НГК является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза.

Характерной особенностью ачимовских отложений является их резкая литологическая изменчивость. Стандартные методы ГИС недостаточно уверенно выделяют эффективные толщины, что создает серьезные трудности в их прогнозировании.

Песчано-глинистые части неокома и юры отделяет региональная покрывка позднеюрско-ранневаланжинского возраста мощностью от 100 до 300 м и более.

Отложения ниже-среднеюрского подкомплекса (развиты на севере повсеместно, но залегают обычно на больших глубинах) вскрыты в пределах структур единичными скважинами и изучены относительно слабо, за исключением Новопортовского месторождения. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты породы комплекса, получены прямые признаки продуктивности юрских отложений. Важным критерием для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском разрезе пространственно выдержанных, ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ. В изучаемом районе залежи в ниже-среднеюрских отложениях открыты на п-овах Ямал (Новопортовское месторождение, пласты Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄, Ю₅), Гыдан (Геофизическое месторождение, пласт Ю₂) и Тазовском (Ямбургское месторождение, пласты Ю₂¹, Ю₂). Непромышленные притоки УВ получены на Парусовом (пласт Ю₆), Северо-Парусовом (пласт Ю₂¹) и Семаковском (пласты Ю₀, Ю₂) месторождениях.

Доюрские отложения развиты на севере повсеместно, но залегают обычно на больших глубинах, с чем связана их слабая изученность глубоким бурением. Породы фундамента представлены глинистыми и кремнистыми сланцами, базальтами, а также известняками разной степени метаморфизма.

Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений связывают с корами выветривания фундамента, зонами распространения сильнотрещиноватых и кавернозных известняков. Зоны развития дизъюнктивной тектоники, создающие благоприятные условия для развития коллекторов трещинного типа, также можно отнести к перспективным объектам поисков УВ в палеозойских отложениях.

Газовые залежи с низким содержанием конденсата в отложениях палеозоя открыты на Новопортовском месторождении. Особый интерес представляют результаты исследования скв. 216 и 217, вскрывших карбонатные отложения. Так, в скв. 216 в интервале разреза 2940÷3308 м из десяти опробованных интервалов получен газ (иногда с пластовой водой и нефтью) дебитом до 582,1 тыс. м³/сут на диафрагме 20,2 мм. В скв. 217 в кровельной части карбонатов также получен приток газа дебитом 496,6 тыс. м³/сут на диафрагме 16,2 мм. Открытые залежи не локализованы, их промышленный потенциал не определен.

В связи со слабой изученностью палеозойских отложений возникают серьезные трудности в прогнозировании перспективных объектов для поиска УВ.

Исходя из результатов анализа закономерностей размещения залежей УВ в ЗС Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской НГО можно сделать следующие выводы.

1. Сенноманские отложения регионально продуктивны на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, однако в южной части п-ова Гыдан (вследствие выровненного рельефа структурной поверхности кровли сеномана) скопления газа отмечены только на двух (Минховское, Геофизическое) из шести рассматриваемых месторождений.

2. Аптский подкомплекс наиболее перспективен для поисков скоплений УВ в северных районах Ямальской и Гыданской НГО. Перспективы нефтегазоносности аптского подкомплекса снижаются в юго-восточном направлении в сторону Мессояхского порога вследствие сокращения количества зональных

глинистых покрышек в разрезе таноупчинской и яронгской свит.

3. Неокомские отложения регионально продуктивны на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции. Они отличаются ярко выраженной фациальной и литологической изменчивостью по разрезу и по площади. Размещение УВ в основном связано с литолого-фациальными условиями образования ловушек.

4. Ачимовская толща – один из наиболее сложных объектов разреза, особенностью которого является резкая литологическая изменчивость. Наиболее перспективным районом для поисков скоплений УВ в ачимовской толще изучаемого района представляется Надым-Пурская НГО.

5. Юрские отложения в северных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции развиты повсеместно, но залегают на больших глубинах и относительно слабо изучены глубоким бурением. Важным критерием

для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском разрезе пространственно выдержанных, ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ.

6. Перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса связывают с корами выветривания фундамента, зонами распространения сильно трещиноватых и кавернозных известняков. В палеозойском комплексе вследствие его слабой изученности возникают трудности при прогнозировании перспективных объектов для поисков УВ.

Таким образом, рассматриваемая зона характеризуется развитием как многозалежных (типа Ямбургского и Новопортовского), так и одно-двухзалежных (типа Каменномысского, Обского, Тота-Яхинского и др.) месторождений. Не вполне понятна низкая продуктивность нижнемеловой толщи в ареале Обской и Тазовской губ, что связано, по-видимому, с тектоническими условиями газонакопления.

Список литературы

1. Геология и полезные ископаемые России. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – С. 43–158.
2. Сурков В.С. Нижне-среднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты – особенности его строения и нефтегазоносность / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, Ф.Г. Гурари и др. // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – С. 55–58.
3. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
4. Астафьев Д.А. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазонакопления на севере Западной Сибири / Д.А. Астафьев, В.А. Скоробогатов, А.М. Радчикова // Геология нефти и газа. – 2004. – № 4.
5. Огнев А.Ф. Особенности формирования месторождений газа и нефти в динамически активной зоне Мессояхского порога Обско-Тазовского мелководья Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / А.Ф. Огнев, Н.А. Туренков // 8-я Международная конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа СНГ: сб. докладов. – СПб., 2007.
6. Огнев А.Ф. Разломно-сдвиговые деформации при коллизии Тазовского и Гыданского геоблоков и их влияние на распределение газа в массивных ловушках сеноманских отложений по результатам 2D и 3D сейсмогеологического моделирования в акватории Тазовской губы и прилегающих участков суши / А.Ф. Огнев, В.А. Холодилов, М.Л. Цемкало и др. // III Международная конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2010). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010.

УДК 553.98:622.279

**Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов,
Е.В. Семёнова**

Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщи (берриас-валанжин) Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири

Поисково-разведочные работы (ПРР) на нефть и газ в пределах Западно-Сибирского осадочного мегабассейна проводятся с 1948 г. История изучения и освоения одноименной мегапровинции берет начало с открытия небольшого Березовского газового месторождения (1953 г.). За 60 лет ведения ПРР на ее территории, а также в Обской и Тазовской губах открыто около 900 месторождений углеводородов (УВ), в том числе 234 – в северных областях: Надым-Пурской и Пур-Тазовской (Надым-Пур-Тазовский регион – НПТР), Ямальской, Гыданской и Южно-Карской. Примечательно, что многие месторождения, открытые еще в 1960-е гг., до настоящего времени не доразведаны по нижним горизонтам (низы мела, верхняя и средняя юра), что связано со сложными структурно-литологическими и термобарическими условиями локализации глубокопогруженных залежей УВ.

В объеме осадочного чехла выделяются относительно автономные региональные литолого-стратиграфические продуктивные (нефтегазоносные) комплексы (НГК): альб-сеноманский, неоком-аптский и юрский, разделенные региональными и областными покрывками – турон-олигоценовой и нижнеальбской (на п-овах Ямал и Гыдан) и верхнеюрско-валанжинской. В низах региональных покрывок выделяются локальные проницаемые комплексы – турон-сеноманский (газалинская пачка восточных районов Пур-Тазовской нефтегазоносной области) и ачимовская толща (АТ) берриас-валанжинского возраста центральных районов НПТР. Именно АТ стала в последнее десятилетие важнейшим объектом поисков и разведки скоплений УВ на севере Западно-Сибирской мегапровинции.

В настоящее время изученность глубоким бурением АТ существенно уступает вышележающим комплексам в связи со сложностью геологического строения и жесткими термобароглубинными условиями залегания проницаемых пластов (3,0–4,3 км, аномально высокие пластовые давления (АВПД) и геотемпературы более 100 °С).

Первые поисковые скважины (95, 99), установившие нефтегазоносность АТ в сводовых частях северного и центрального куполов Уренгойского вала, пробурены в конце 1970-х гг. Подтверждением нефтегазоносности АТ восточнее Уренгойского мегавала были результаты параметрического бурения (скв. 700-Самбург, 336-Уренгой и др.), целевым назначением которых являлось изучение средне-нижнеюрских и триасовых отложений.

С 1980-х гг. в пределах Уренгойского вала и его восточного склона начинается планомерное, целенаправленное изучение структурно-литологических ловушек пластов Ач-БУ (АТ) комплексом сейсмических исследований методом общей глубинной точки (МОГТ) и поискового бурения. Однако локализация точек заложения скважин базировалась на структурных построениях по отражающему горизонту Б (кровля юры – баженовская свита). Для более детального изучения морфологии ачимовских резервуаров после 2001 г. на многих площадях в НПТР были проведены сейсмо-разведочные работы 3D.

Разбуренность ачимовских отложений в НПТР – неравномерная. Наиболее изучена глубоким бурением центральная часть региона. На территории района Большого

Ключевые слова:

углеводороды, ачимовская толща, Западная Сибирь, Надым-Пур-Тазовский регион.

Keywords:

hydrocarbons, Achimov thickness, Western Siberia, Nadym-Pur-Taz region.

Уренгоя, куда входят шесть площадей: собственно Уренгойская, Ново-Уренгойская, Восточно-Уренгойская, Ево-Яхинская, Есетинская и Северо-Есетинская, пробурено 340 поисково-разведочных скважин, из которых 238 вскрыли отложения АТ (102 скважины – отложения юры и триаса).

Тазовский п-ов по ачимовским отложениям менее изучен глубоким бурением, чем центральная часть НПТР. Продуктивность Ямбургской зоны развития перспективных отложений АТ установлена в пределах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения и Харвутинской площади. На Ямбургском месторождении толщу вскрыли шесть скважин, при испытаниях которых открыт ряд залежей УВ. Всего в пределах НПТР АТ вскрыта на 240 площадях, включая отдельные поисковые скважины вне локальных поднятий.

Результаты изучения геологического строения и нефтегазоносности АТ отражены во многих работах [1–14 и др.]. Большинство публикаций посвящено вопросам генезиса, прослеживания в пространстве и индексации ачимовских резервуаров, а также анализу фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, т.е. литолого-фациальному аспекту проблемы взаимосвязи геологии и нефтегазоносности толщи [1, 4, 6–8].

Вместе с тем до настоящего времени отсутствуют крупные комплексные обобщения по проблеме нефтегазоносности АТ, которые включали бы результаты исследований закономерностей размещения, условий формирования углеводородных систем в объеме толщи, а также качественный и количественный прогнозы нефтегазоносности, в том числе на региональном (НПТР), областном и зональном уровнях.

Современные представления о литолого-фациальных условиях образования, геологическом строении и литологическом составе песчано-алевролитовых линз АТ 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. Фомичёва [4, 7, 8, 14] и др.

Ачимовский клиноформный комплекс раннемелового возраста сформирован мегасистемой субмеридиональных зон развития кулисообразно расположенных линзовидных тел песчано-алевролитового состава. В пределах северной части Западно-Сибирской плиты область развития АТ охватывает значительную

часть НПТР и смежных территорий Гыданской, Ямальской и Усть-Енисейской нефтегазоносных областей (НГО). Для этой толщи характерен скользящий стратиграфический диапазон от берриасового возраста на востоке до готерива на западе, где вдоль западной границы области развития АТ полностью замещается глинами.

Существование возрастного скольжения клиноформ АТ обусловлено условиями их проградационной седиментации. Большинство исследователей указывают на глубоководный характер формирования АТ, в том числе за счет циклического лавинного переноса кластогенного материала, сносимого с внешней зоны шельфа. Согласно принятой модели строения АТ, каждый пласт (или группа пластов) формирует в глубоководной части шельфового палеосклона одновозрастные линзовидные образования клиноформного комплекса неокома.

В пределах северной части Западной Сибири выделяется до 20 клиноформных субкомплексов АТ, включающих седиментопары пластов ундаформной части клиноформы (горизонты групп БТ, БУ и др.) и фондаформной зоны (Ач), отложения которой формируют собственно мегакомплекс АТ. Это обуславливает преимущественную приуроченность ловушек структурно-литологического типа в шельфовой части (возрастных аналогов АТ) и литолого-седиментационных в глубоководной (собственно АТ). Для последней характерна черепицеобразная текстура, впервые выделенная в Восточно-Уренгойской зоне.

Глубина залегания АТ изменяется в широких пределах 2,4÷4,3 км, увеличиваясь в северном и северо-восточном направлениях. Общая мощность толщи составляет 20÷270 м, резко изменяясь на небольшом расстоянии. В широтном направлении объекты АТ контролируются шельфовым уступом, локализуясь в его нижней части, где развиты зоны песчано-алевролитовых конусов выноса, сформированные в результате турбидитовой (лавинной) седиментации – мутьевых потоков. Каждый из конусов выноса имеет свой хроностратиграфический шельфовый аналог, отделяясь от него зоной плоскостного смыва.

В объеме АТ выделяются несколько типов природных резервуаров, характеризующихся зональной локализацией в пределах шельфового уступа. В ареале бровки шельфа, или флексурного уступа, вероятно развитие структурных ловушек, в пределах мелководного

шельфа – руслово-дельтовых литологически ограниченных объектов. В пределах глубоководной части в зоне развития конусов выноса локализованы преимущественно седиментационные объекты турбидитового комплекса, для которых характерно более сложное строение природных резервуаров.

По данным Государственного баланса запасов на 01.01.2012 г., залежи УВ в линзовидных природных резервуарах АТ в Надым-Тазовском междуречье были открыты на 51 месторождении, в том числе газосодержащие – на 13 (6 газоконденсатных, 4 газоконденсатно-нефтяных, 3 нефтегазоконденсатных), чисто нефтяные – на 38 (рисунок). Общее число единичных залежей УВ превышает 200. Начальные разведанные запасы свободного газа составляют 2,1 трлн м³, открытые запасы газа – 3,7 трлн м³ (с учетом категории С₂). Уникальная зона газонефтенакопления сформировалась в пределах Нижнепурского (Уренгойского) мегавала и его восточного склона с запасами 3,0 трлн м³ (более 80 % от суммарных выявленных запасов газа АТ).

Вторая по крупности зона газонефтенакопления – Ямбургская (геологические запасы газа – 0,3 трлн м³, жидких УВ – 1,4 млрд т, в сумме – 1,7 млрд т у.т., но запасы В + С₁ составляют менее 10 % от суммарных).

Отмечается чрезвычайно высокая концентрация разведанных (категорий В + С₁) и открытых (категория С₂) запасов УВ в Уренгойском НГР: более 60 % суммарных запасов сосредоточено в пределах Большого Уренгоя, включая Северо-Самбургское, Самбургское, Восточно-Уренгойское и другие месторождения, составляющих единый ареал газонефтенакопления.

Самые крупные по запасам единичные газосодержащие залежи открыты и разведаны в горизонтах Ач_{3,4} (в сумме 1,6 трлн м³) и Ач₅ (0,9 трлн м³) Уренгойского и Самбургского месторождений. Таким образом, отмечается очень высокая концентрация запасов свободного газа в двух флюидодинамически связанных горизонтах Ач_{3,4} Уренгоя (более 40 % выявленных запасов газа АТ). Большинство газосодержащих залежей в Уренгойской зоне локализованы в ачимовских горизонтах Ач₁ – Ач₆, которые существенно недоразведаны, несмотря на бурение многих десятков поисково-разведочных скважин. Например, газоконденсатная залежь горизонта Ач₆ Уренгоя (район скв. 180) имеет запасы категорий В + С₁ – 10 млрд м³, С₂ – 95 млрд м³.

На 01.01.2013 г. запасы газа ачимовских залежей, контролируемые ООО «Газпром добыча Уренгой», составляли по категориям В + С₁ 1,4 трлн м³, С₂ – 0,6, в сумме 2 трлн м³, открытые запасы жидких УВ – 1,7/0,6 млрд т (геологические/извлекаемые), в том числе на запасы категории С₂ приходилось менее 30 % газа и более 60 % жидких УВ.

Общие выявленные геологические запасы УВ в объеме АТ достигают 10,1 млрд т у.т., однако разведанные извлекаемые запасы не превышают 2,6 млрд т у.т. (газа значительно больше, чем нефти), что свидетельствует о преимущественной газоносности АТ и существенной недоразведанности залежей УВ, особенно нефтесодержащих. В целом текущая доля ачимовских залежей в начальных запасах УВ северных областей мегапровинции составляет менее 4 %, что не позволяет рассматривать АТ в качестве стратегического объекта для дальнейшего изучения и освоения углеводородного потенциала северных областей Западно-Сибирской мегапровинции.

Главной закономерностью АТ (см. рисунок) является общее снижение нефтеносности и увеличение газоносности с юга на север и от впадин и их склонов к осевым частям мегавалов и куполовидных поднятий.

Накопленная добыча газа на 01.01.2012 г. составила 38 млрд м³, конденсата – 10,0 и нефти – 0,3 млн т.

Промышленная добыча УВ в значительных масштабах началась в пределах I пионерного участка Уренгойского месторождения (горизонт Ач_{3,4}).

На многих разведочных площадях (Ен-Яхинской, Медвежьей, Заполярной, Южно-Русской и др.), несмотря на бурение и испытание ряда поисковых скважин, промышленных скоплений УВ не обнаружено, однако зафиксированы многочисленные газо- и нефтепроявления и непромышленные притоки. В частности, на Ныдинском куполе Медвежьего вала в скв. 75 из АТ в 2010 г. получен приток газа 37,5 тыс. м³/сут и конденсата – 12,6 м³/сут, однако открытая залежь на государственный баланс не поставлена.

Несмотря на бурение и испытание большого числа поисково-разведочных скважин (более 1100 на 85 площадях), в пределах Ямальской и Гыданской областей (суша и шельф) залежей УВ в ачимовских природных резервуарах не обнаружено (только газо- и нефтепроявления

на пяти площадях, дебит нефти – до 2 т/сут, газа – до 40 тыс. м³/сут). Распространение ачимовских линз на севере Ямала и в западной половине Гыдана не доказано. Таким образом, коэффициент промышленной значимости АТ в Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО по открытым месторождениям составляет на 01.01.2012 г. около 0,25. Это значит, что из четырех открытых и частично разведанных месторождений нефтегазопродуктивность толщи была доказана только на одном.

Исследования более чем 30-летнего периода показывают, что ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложностроенных объектов в объеме осадочного чехла НПТР. Песчано-алевролитовые тела в широтном направлении не выдержаны, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40÷60 м при общей мощности толщи 90÷100 м), ориентированных с юга на север. Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщей морских глин разного возраста (средний – поздний валанжин, готерив) большой мощности (до 200÷250 м и более).

Во многих нефтегазоносных горизонтах АТ часто отмечается сочетание удовлетворительной открытой пористости (до 15÷16 %) с крайне низкой, почти нулевой поровой проницаемостью (сотые доли мД), а также трещинно-поровый тип коллектора. Кроме того, в ареале выявленных месторождений наблюдаются крайне редкие примеры получения притоков пластовой воды из АТ (или УВ, или сухо).

Условия формирования осадков и вторичные процессы, происходившие в поздне меловое и палеогеновое время, определили своеобразие величин и распределений ФЕС коллекторов ачимовских отложений. Следует отметить, что зоны наилучших коллекторских свойств не совпадают с ареалами лучшей гранулометрической зрелости и отсортированности песчаников. Значительное влияние на коллекторские свойства пород оказывают вторичные процессы и трещиноватость, имеющие различный генезис. В целом ФЕС ачимовских коллекторов низкие, проницаемость составляет от долей до 10 мД (редко более), открытая пористость – 14÷17 % (до 22 %), цемент коллекторов глинисто-карбонатный.

Залежи УВ являются экранированными как литологически, так и тектонически,

с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Коэффициент аномальности изменяется от 1,2 до 1,7. Дебиты газа сепарации составляют обычно от 80÷100 до 250÷300 тыс. м³/сут, стабильного конденсата – от 15÷20 до 120 м³/сут, нефти – от 0,5 до 25,3 м³/сут. Наибольшие дебиты отмечаются на Уренгойском НГКМ. На Ямбургском месторождении продуктивность АТ существенно ниже: дебиты газа, как правило, не превышают 80 тыс. м³/сут, нефти – 8÷17 м³/сут. Из большинства испытанных объектов притоки нефти составляли менее 5 м³/сут (по сути, непромышленные). Современные геотемпературы в кровле АТ изменяются от 80÷85 до 110÷115 °С и более.

Характерной особенностью ачимовских отложений является их резкая литологическая изменчивость. Стандартные методы геофизических исследований скважин (ГИС) недостаточно уверенно определяют эффективные толщины, что создает серьезные трудности при корреляции пластов и оценке коллекторского потенциала.

Физико-химические свойства и состав газов, конденсатов и нефтей из залежей АТ изучены подробно [2, 8, 12]. В свободном газе ачимовских скоплений содержание метана обычно составляет от 80÷83 до 85÷87 %, тяжелых УВ – до 12÷15 %, углеводородных компонентов – менее 3 %. Конденсаты легкие и средние по плотности (0,75÷0,77 г/см³), бессернистые, почти без смол, но часто с повышенным содержанием твердых УВ (парафина – от 3÷4 до 5 %, редко более), что не очень характерно для газорастворенных жидких УВ, но весьма характерно для нефтей неморского генезиса [10, 12].

В табл. 1 приведена характеристика нефтей АТ. Все они легкие и средние по плотности (обычно менее 0,84 г/см³), практически бессернистые (менее 0,3 % серы) с малым содержанием смол и особенно асфальтенов, парафиновые (от 3 до 7 % и более). Характерная особенность ачимовских нефтей – их геохимическое отличие от нефтей верхних горизонтов тюменской свиты (Ю₂, Ю₃), залежи которых расположены ниже подошвы АТ всего на 100÷120 м (и это в условиях развития многочисленных малоамплитудных разломов – до 15÷30 м на большинстве площадей НПТР!).

Корректный качественный и тем более количественный прогноз нефтегазоносности

Таблица 1

**Физико-химическая характеристика нефти залежей ачимовской толщи
месторождений ЯНАО**

Месторождение	$T_{пл}$, °C	Плотность, г/см ³	Вязкость, МПа·с	Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Содержание смол и асфальтенов, %
Уренгойское	92÷100	0,8÷0,82	0,53	0,08÷0,18	3,0÷8,6	1,50÷3,7
Комсомольское	73	0,808	0,34	0,31	4,8	12,83
Северо-Комсомольское, в том числе:						
Ач ₃	96	0,8	0,34	0,31	4,8	12,83
Ач ₄	99	0,8	0,34	0,21	7,79	11,53
Самбургское, в том числе:						
Ач ₂	108	0,825	0,53			
Ач _{3,4}	114	0,84	0,53			
Ярайнерское	77	0,85	1,1	0,45	2,99	46
Западно-Таркосалинское		0,836		0,06	3,63	2,23
Харампурское	72	0,812	9,3	0,17	3,14	3,8
Вынгайинское	87	0,846	1,1	0,45	2,99	4,6
Южно-Таркосалинское	98	0,8	6,01	0,14	3,19	4,14
Романовское	83	0,6	1,33	0,55	3,11	6,6
Пякутинское, в том числе:						
Ач ₂	83	0,842	0,56	0,65	3,33	6,6
Ач _{4,2}	102	0,86	0,56	0,52	2,24	5,18
Северно-Пямалияхское	84	0,85	1,03	0,5	2,97	8,1
Умсейское	94	0,85	1,36	0,21	3,32	
Северо-Уренгойское*	105	0,809	Нет данных	0,1	2,79	1,74

* Непромышленный приток (вероятно, смесь легкой нефти и конденсата).

любого геологического объекта невозможен без анализа условий формирования в нем залежей УВ, объясняющего современное размещение углеводородных систем [2, 8, 10–12].

Авторы настоящей статьи занимаются проблемами изучения условий формирования и эволюции углеводородных систем в песчано-алевролитовых горизонтах, осложняющих региональную верхнеюрско-валанжинскую покрывку, с середины 1980-х гг. по мере накопления геолого-геофизического и кернового материала, его геохимической обработки и осмысления результатов ПРП [2, 10, 12, 13]. В наибольшей степени изучены генерационные условия в породах АТ и масштабы газо- и битумогенерации.

Несмотря на видимую литологическую изолированность природных резервуаров АТ и юры от выше- и нижележащих структурно-литологических меловых и доюрских комплексов и их линзовидное строение, анализ условий формирования углеводородных систем должен проводиться для всего стратиграфического диапазона: нижняя + средняя юра – берриас + валанжин. Это объясняется следующими причинами. По крайней мере, теоретически для ачи-

мовской продуктивной толщи возможны следующие онтогенетические ситуации:

1) формирование углеводородных систем в ачимовских коллекторах произошло исключительно за счет реализации генерационного потенциала самой толщи и прилегающих к ней глин на ачимовской и подачимовской пачек;

2) существование углеводородных систем в АТ обязано поступлению газа и нефти из донорских залежей в верхних коллекторских горизонтах юры (Ю₁), где они развиты, но главным образом, из Ю₂ – Ю₅;

3) образование углеводородных систем в АТ и верхних горизонтах юры произошло за счет субвертикальных прорывов УВ из средних и нижних горизонтов юры;

4) насыщение АТ и юрского комплекса произошло за счет генерационных возможностей доюрских комплексов пород прежде всего сероцветного триаса;

5) прорыв (межформационный переток) УВ из верхних горизонтов валанжина и готерива в АТ.

Кроме проявления пяти ситуаций в чистом виде возможны следующие сочетания: первой и второй с преобладанием одной из двух в кон-

кратных зонах или на локальных структурах; второй и третьей; первых четырех; всех пяти. Безусловно, наиболее важным как с теоретической, так и с практической точек зрения, является выяснение именно масштабов реализации любого из вышеуказанных сценариев развития онтогенетических событий.

Решение проблемы онтогенеза газа и нефти в породах АТ северных районов зависит от анализа масштабов и условий генерации органических подвижных соединений, их миграции, аккумуляции в ловушках, внутри- и межкомплексной ремиграции (особенно важно для аргументации первой концепции) и эволюции углеводородных систем в юрских и ачимовских коллекторах в течение многих десятков миллионов лет, прежде всего в кайнозойскую эру. В табл. 2 приведены данные по содержанию и типу рассеянного органического вещества (РОВ).

В глинистых прослоях внутри АТ содержание $S_{орг}$ в Уренгойской зоне изменяется от 0,8 до 2,1 % (иногда более), средние значения колеблются в диапазоне 1,0÷1,5 %. Помимо РОВ в породах АТ встречаются также тонкие углистые прослои и фрагменты обугленной органики. С запада на восток смешанный сапропелево-гумусовый тип ОВ за счет привнесенной с суши аллохтонной органики меняется на преимущественно гумусовый (в Пур-Тазовской НГО) (табл. 3).

В результате исследований установлено, что в объеме средней юры – валанжина НПТР присутствуют высоко- и среднеэффективные газоматеринские и средние битумогенерирующие (нефтематеринские) толщи, в том числе и АТ, обладающая *собственным* газо- и нефтематеринским потенциалом. Катагенетическая преобразованность ОВ и пород в НПТР лучше

всего изучена для верхних горизонтов тюменской свиты (Ю₂ – Ю₄). Уровень катагенеза в АТ примерно на полградации ниже, чем в горизонте Ю₂ [12].

На крупных валах и куполовидных поднятиях южных и восточных районов НПТР катагенез в кровле средней юры не выходит за пределы градации МК₂ (газовые угли, R^o – до 0,75÷0,80 %). Уренгойский и Ямбургский НГР выделяются повышенными величинами катагенетической преобразованности ОВ и пород. Здесь развиты переходные угли (от газовых к жирным) и жирные (МК₃¹ – МК₃², R^o – от 0,96 до 1,15 %). На дальних склонах сводов и мегавалов и во впадинах и прогибах даже в кровле тюменской свиты развиты переходные от жирных к коксовым угли (МК₃³ – МК₄², R^o – от 1,25 до 1,45 %).

В объеме ачимовской толщи фоновая величина R^o в НПТР обычно изменяется в интервале 0,60÷0,95 % (нефтяное окно для всех типов ОВ). Максимальный уровень катагенеза в породах берриаса – нижнего валанжина установлен фактически в осевой части Нижнепуровского мегапрогиба – на Непонятной, Северо-Пуровской и других площадях (R^o – от 0,95 до 1,25 %, в разрезе развиты жирные и переходные к коксовым угли, МК₃¹ – МК₃²).

Плотность генерации углеводородных газов (УВГ), рассчитанная авторами для АТ, изменяется в районе Большого Уренгоя от 450 до 1250 м³/м², увеличиваясь на север до 1750 м³/м² и более (в осевой части Нижнепуровского мегапрогиба). Плотность битумогенерации – 200÷900 т/м² (расчеты проводились по отдельным зонам для всей толщины АТ плюс по 20 м перекрывающих и подстилающих толщу глини). Согласно расчетам, в ареале Большого Уренгоя (16 тыс. км²) в объеме АТ было

Таблица 2

Диапазоны средних содержаний и преобладающие типы РОВ в глинах и глинистых алевролитах неокома и юры северных областей Западной Сибири

Литолого-стратиграфические комплексы	Нефтегазоносные области		
	Надым-Пурская, % на породу	Ямальская, % на породу	Гыданская, % на породу
Неоком (песчано-глинистая часть)	1,3÷1,9 (сг/г)	2,0÷2,1 (г/сг)	2,0÷2,3 (г/сг)
Низы неокома (региональная покрывка)	0,8÷1,3 (сг)	1,9÷2,0 (сг/гс)	1,8÷1,9 (сг)
Ачимовская толща	1,2÷2,6 (сг/гс)	3,0÷4,0 (сг)	2,0÷2,8 (сг/гс)
Верхняя юра	3,7÷7,0 (гс/с)	2,0÷2,2 (сг)	2,2÷2,4 (гс)
Средняя юра	2,6÷3,8 (сг/гс)	2,0÷2,6 (сг)	2,4÷2,9 (сг)

с – сапропелевый; г – гумусовый; сг – сапропелево-гумусовый; гс – гумусово-сапропелевый.

генерировано 15,0 трлн м³ УВГ и 5,0 млрд т битумоидов, в Ямбургско-Харвутинском районе (~10,0 тыс. км²) – соответственно 9,0 трлн м³ и 4,5 млрд т.

Масштабы эмиграции УВГ в объеме АТ с примыкающими глинами оцениваются в 55÷60 % в Пур-Тазовской, 45÷50 % в Надым-Пурской НГО, битумозмиграции – не более 25÷30 % от генерированной массы. Достаточно активное для юры участие раннеконсидиментационных разломов в процессе эмиграции УВ становится для берриас-валанжинской толщи менее очевидным, так как большинство юрских разломов затухают в кровле юры и не выходят из региональной покрывки (юра – валанжин). Тем не менее, вынос части УВГ и битумоидов из берриас-нижневаланжинской низкопроницаемой толщи в горизонты АТ и нижние шельфовые пласты по консидиментационным и новейшим разломам в позднемерловое и кайнозойское время в отдельных зонах был достаточно масштабным.

Внутри ачимовских песчано-алевролитовых линз вторичная миграция УВ, по-видимому, была еще более ограничена по расстояниям латеральных перемещений (от первых до 10÷15 км). В случае АТ с линзовидным характером распространения природных резервуаров первичная миграция УВ непосредственно трансформировалась в миграцию-аккумуляцию внутри отдельных линз, и, вполне вероятно, по мере их углеводородного насыщения отсутствовал субвертикальный обмен геофлюидами даже между сближенными линзами. Внутри АТ окончательная аккумуляция УВ проходила в течение раннекайнозойского времени. Вместе с тем эпигенетические процессы внутри минерального скелета пород-коллекторов в палеогеновое время существенно ухудшили возможности и для миграции, и для аккумуляции УВ.

Таким образом, наиболее логичный вывод из проводимых материалов: формирование подавляющей части скоплений УВ в толще произошло за счет ее собственных генерационных возможностей. Лишь в отдельных зонах имело место поступление УВ, преимущественно газа, из юрских горизонтов Ю₂ и Ю₁ в ачимовские линзы (восточнее р. Пур), а также частичное разрушение УВГ в неогеновом периоде вследствие неотектонических подвижек по «ожившим» и новообразованным разноамплитудным разломам (Ямсовейское,

Тазовское, Русское и другие месторождения). Трудно объяснить отсутствие залежей УВ в пределах мегапрогиба на таких площадях, как Геологическая, Восточно-Таркосалинская, Пырейная и других, где АТ присутствует в разрезе, но водоносна.

Веским аргументом против широкомащтабной субвертикальной миграции УВ из верхних горизонтов тюменской свиты в АТ служит разная величина превышения пластовых давлений над условными гидростатическими на одних и тех же площадях (соответственно 1,60÷2,05 и 1,40÷1,70), а также разные физико-химические свойства и состав углеводородных флюидов в залежах, находящихся по вертикали на сравнительно малых расстояниях (50÷120 м), в отличие, например, от газалинской пачки турона в Пур-Тазовской области, газ которой связан с донорскими залежами в кровле сеномана, а давления практически равны (псевдоаномальное давление в газовых залежах турона).

Аномально высокое содержание конденсата в газе определяется замкнутостью системы и наличием сложных термобарических условий (АВПД), а также смешанным сапропелево-гумусовым типом РОВ, которое при генерации дало сопоставимые объемы УВГ и массы битумоидов в объеме толщи (с некоторым преобладанием газа).

Вопросам качественного прогноза нефтегазоносности АТ на севере мегапровинции уделено недостаточное внимание [3, 5, 7, 9, 12, 14]. В более ранних работах авторов приведены схемы перспектив нефтегазоносности для НПТР [2, 8, 13]. В качестве структур с высокими перспективами выделяются Уренгойский мегавал и его восточные склоны до осевой линии одноименного мегапрогиба, однако недооцененной осталась Ямбургская зона, в пределах которой были пробурены единичные скважины (до юры), не давшие положительных результатов (до 2002 г.). Необходимо учитывать, что вся восточная половина Надым-Пурской НГО разбурена на АТ и юру достаточно интенсивно: степень площадной изученности АТ глубоким бурением по большинству районов следует оценить как среднюю, а по отдельным зонам – как высокую (на уровне 60÷70 %), при этом выявленные извлекаемые запасы УВ, с учетом категории С₂ едва превысили 5 млрд т у.т. Таким образом (с учетом явного завышения запасов категории С₂), крупных принципиальных

открытий и значительных приростов разведанных запасов газа и особенно нефти в большинстве районов области ожидать не приходится. В лучшем случае их подтверждаемость в ходе доразведки составит $0,3 \div 0,35$.

При тотальной доразведке уже открытых ачимовских залежей известных месторождений их (каждого из месторождений) конечные суммарные извлекаемые запасы к завершению ПРР составят, по экспертной оценке авторов, $3,6 \div 3,7$ млрд т у.т., а площадная изученность АТ повсеместно превысит 80 %. При такой изученности неоткрытыми останутся еще многие десятки скоплений УВ, но средних и преимущественно мелких по единичным запасам. Таким образом, оценка углеводородного потенциала Надым-Пурской области составляет около 4,5 млрд т у.т. (извлекаемых). К востоку от р. Пур, в Пур-Газовской области перспективы газо- и нефтеносности ачимовских горизонтов в силу геологических причин экспоненциально снижаются, что видно по уже открытым залежам. Их потенциальные ресурсы УВ оцениваются не более чем в 0,5 млрд т у.т. с учетом суммарных уже открытых запасов менее 70 млн т у.т. по 10 месторождениям при текущей площадной разведанности до 50 %. Таким образом, углеводородный потенциал ачимовских резервуаров в НПТР реально оценить в 5,0 млрд т у.т. (извлекаемых).

Ретроспективный анализ оценок начальных потенциальных ресурсов (НПР) УВ линзовидных резервуаров АТ в Надым-Тазовском междуречье показывает следующее. Несмотря на то, что официальная переоценка НПР УВ в России по отдельным осадочным нефтегазовым бассейнам производится с 1958 г., по Западно-Сибирской мегапровинции эти оценки приобрели регулярный характер с 1974 г. Первая официальная оценка НПР УВ АТ северных областей была проведена на основе геолого-геофизических и статистико-ресурсных мате-

риалов по состоянию на 01.01.1984 г. (после первых открытий залежей УВ).

По состоянию на 01.01.1993 г. ресурсы газа АТ в ЯНАО были оценены в 4,4 трлн м³ при открытых запасах 2,4 трлн м³, нефти – в 2,2/0,2 млрд т, конденсата – в 1,0/0,5 млрд т (извлекаемых). Газовый потенциал АТ в Ямальской и Гыданской областях был экспертно оценен в 150 и 100 млрд м³, извлекаемые ресурсы в сумме – в 5,35 млрд т у.т.

Согласно последней официальной переоценке (на 01.01.2002 г.), ресурсы газа АТ северных областей составили 9,5 трлн м³. По расчетам авторов (корпоративная оценка, 2003 г.), геологические ресурсы УВ составили 16,7 млрд т у.т. (при номинальном отношении $1000 \text{ м}^3 = 1 \text{ т жидких УВ}$) (табл. 3).

Извлекаемые ресурсы были оценены в 11 млрд т у.т., в том числе НПТР – 9,6 млрд т у.т. (свободный газ – более 55 %).

В начале 2012 г. на заседаниях Центральной экспертной комиссии по ресурсам обсуждались оценки НПР УВ, полученные экспертами ОАО «СибНАЦ». Они составили 25,6 млрд т у.т., что, по мнению авторов, выше реальной величины ресурсов примерно в три раза.

Критический анализ официальных и корпоративных (частных) оценок углеводородного потенциала АТ НПТР убедил авторов в том, что в качестве реальных геологических оценок НПР могут быть приняты следующие: газ свободный – $6,2 \div 7,5$ трлн м³; нефть – $4,1 \div 4,9$ млрд т; конденсат – $2,0 \div 2,3$ млрд т; попутный газ – $0,8 \div 0,9$ трлн м³; всего – $13,0 \div 15,6$ млрд т у.т.

При этом к собственно традиционным ресурсам газа относится примерно $5,0 \div 5,5$ трлн м³, нефти и конденсата – $4,4 \div 5,0$ млрд т, остальные ресурсы, по сути, являются полутрадиционными, с пониженными и низкими добычными возможностями (без применения методов интенсификации), по дебитам – $30 \div 40$ тыс. м³/сут газа и менее и $3 \div 8$ т/сут нефти. Суммарный

Таблица 3

Оценка ресурсов УВ ачимовской толщи ЯНАО

Геологические ресурсы	Регионы			Всего
	НПТР	п-ов Ямал	п-ов Гыдан	
Свободный газ, трлн м ³	6	0,4	0,6	7
Нефть, млрд т	5	0,3	0,7	6
Конденсат, млрд т	2	0,1	0,2	2,3
Попутный газ, трлн м ³	1,2	0,07	0,13	1,4
Всего УВ*, млрд т ут	14,2	0,87	1,63	16,7

* По расчетам ОАО «СибНАЦ», 2002 г. – 24,5 млрд т у.т., в том числе газ свободный – 9,1 трлн м³.

геологический углеводородный потенциал АТ Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО может быть оценен в 14,4 млрд т у.т. Таким образом, получен достаточно аргументированный вывод о сопоставимости ресурсов газообразных и жидких УВ в АТ НПТР, однако извлекаемые ресурсы газа существенно превышают ресурсы жидких УВ.

Список литературы

1. Ахмедсафин С.К. Результаты оценки фильтрационно-емкостных свойств и особенности геологического строения коллекторов ачимовских отложений на Ямбургском лицензионном участке по геолого-геофизическим данным / С.К. Ахмедсафин, В.Г. Драцов, Л.Д. Колотушенко // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 206–215.
2. Качественный и количественный прогноз газонефтеносности ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского региона в связи с поисками и разведкой промышленных залежей углеводородов / В.А. Скоробогатов и др. // Прогноз газоносности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 82–98.
3. 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: сб. науч. тр. – 2-е изд., перераб. – М.: ВНИИГАЗ, 2007. – С. 180–187.
4. Курчиков А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.В. Храмцова. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2010. – 130 с.
5. 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: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 99–106.
6. Моисеев В.Д. Фильтрационно-емкостная модель коллекторов ачимовских отложений Большого Уренгоя / В.Д. Моисеев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 4. – С. 28–31.
7. Нежданов А.А. Ачимовский нефтегазоносный комплекс – главный объект поисков и разведки новых зон углеводородов на месторождениях ОАО «Газпром» в Западной Сибири / А.А. Нежданов и др. // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 10–20.
8. 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.
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: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – С. 41–49.
10. 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.
11. 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. – М., 2012. – С. 43–47.
12. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимические условия формирования, эволюции и современного размещения залежей углеводородов в породах мела и юры Уренгойского района Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – С. 82–93.
13. 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: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
14. Фомичев В.А. Условия формирования и перспективы газонефтеносности берриас-ранневаланжинских отложений на севере Западной Сибири: обз. инф. / В.В. Фомичев. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 64 с. – (Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений»).

УДК 622.279.23/4

А.Е. Рыжов, Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман

Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

В настоящей статье представлены результаты комплексного физико-химического исследования жидких углеводородов, растворенных в газе ачимовских залежей Уренгойского месторождения, включающего определение свойств конденсатов, фракционного и группового химического составов, товарных свойств топливных фракций, а также рекомендации по их рациональному использованию.

Продуктивность ачимовских отложений на Уренгойском месторождении установлена в 1978 г. в скв. 95-Р. В разрезе ачимовской толщи выделены шесть песчаных пластов ($A_{ч_1}$, $A_{ч_2}$, $A_{ч_{3-4}}$, $A_{ч_5}$, $A_{ч_6^0}$, $A_{ч_6}$). Глубина залегания ачимовской пачки – 3400–4000 м. Ачимовская толща пород берриас-валанжинского возраста представляет собой глинистые отложения толщиной до 200 м и более, включающие песчаные тела клиноформенного типа [1, 2].

Залежи ачимовских отложений находятся в жестких термобарических условиях: пластовые давления изменяются в пределах 57–61 МПа, температуры – 106–110 °С. Потенциальное содержание конденсата находится в пределах 286–319 г/м³ на газ сепарации, конденсатогазовый фактор по сырому конденсату – 413 см³/м³ (или 268,7 г/м³). Жесткие термобарические условия обусловили растворимость в газе сравнительно тяжелых по фракционному составу жидких углеводородов [3].

Объектами настоящего исследования являлись конденсаты из залежей пластов $A_{ч_{3-4}}$, $A_{ч_{3-4,5}}$ и $A_{ч_5}$, отобранные из разведочных скважин при начальном пластовом давлении, а также из эксплуатируемых скважин при текущем пластовом давлении.

В табл. 1 приведена общая физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений из скв. 732, 778, 716, 285, 727, 212-4 ($A_{ч_{3-4}}$), 774, 705 ($A_{ч_{3-4,5}}$), 440, 336, 800, 213-3 ($A_{ч_5}$), исследованных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 1997–2012 гг.

Характерными особенностями, общими для всех изученных конденсатов, являются: довольно высокие значения плотности (779,7–790,7 кг/см³), значительное содержание твердых парафинов (3,34–5,04 % масс.), низкое содержание серы (0,025–0,028 % масс.) и широкий температурный интервал выкипания. Конденсаты, отобранные в начальный период разработки (1996–1999 гг.), схожи между собой как по физико-химическим свойствам, так и по фракционному составу. Сравнение конденсатов по фракционному составу (рис. 1) показывает, что кривые фракционного состава имеют одинаковый вид, лежат близко друг к другу, что является свидетельством большого сходства между ними.

Было проведено сравнение результатов исследования фракционного состава конденсатов ачимовских отложений в начальный период разработки, проведенного в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», с данными, полученными в ОАО «ТЦЛ» (рис. 2), которое также показало их сходство.

Конденсаты из залежи $A_{ч_5}$ (скв. 440, 336 и 800 Восточного Уренгоя), отобранные в 1999 г., схожи между собой по всем основным параметрам, но несколько легче конденсатов, отобранных из залежей $A_{ч_{3-4}}$ и $A_{ч_{3-4,5}}$. Так, средняя плотность конденсатов залежи $A_{ч_5}$ – 775,2 кг/м³, конденсатов залежей $A_{ч_{3-4}}$ и $A_{ч_{3-4,5}}$ – 788,0 г/см³, остаток перегонки составляет соответственно 7,5–9,6 и 11,6–14,0 % об. В целом же эти конденсаты схожи с конденсатами пластов $A_{ч_{3-4}}$ и $A_{ч_{3-4,5}}$.

Ключевые слова:

газоконденсат, фракционный состав, групповой углеводородный состав, бензиновые, керосиновые, дизельные фракции.

Keywords:

gas condensate, fraction composition, group hydrocarbon composition, gasoline, kerosene, diesel fractions.

Таблица 1
Физико-химические свойства и фракционный состав конденсатов ачимовских отложений Уренгойского месторождения (ВНИИГАЗ)

№ скважины	Год отбора	Платовое давление, МПа	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Показатель преломления	Молекулярная масса	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	Температура помутнения, °С	Температура застывания, °С	Содержание, % масс.			Фракционный состав (по ГОСТ 2177)										Групповой углеводородный состав, % масс. на фракцию НК-300											
									серы	твердых парафинов	смол синтетических	НК, °С	температура перегонки, °С								остаток, % об.	потери, % об.	ароматические	нафтеновые	метановые								
													10 % об.	20 % об.	30 % об.	40 % об.	50 % об.	60 % об.	70 % об.	80 % об.						КК, °С	отгон, % об.						
Скв. 732 (Ач ₃₋₄)	1998	60	779,7	1,4395	137	1,61	18	-7	0,025	3,85	0,43	32	76	104	121	143	178	228	280	331	360	87	11,8	1,2									
	2001	59,4	786,8	1,4421	139	1,74	18	-7	0,025	3,64	0,4	38	77	99	118	139	167	222	275	328	360	87,3	11,2	1,5									
	1996	60,3	0,7816	1,4424	140	1,81	18	-4	0,025	4,36	0,38	45	90	106	126	150	182	232	282	336	360	88	11,6	1,6									
Скв. 778 (Ач ₃₋₄)	2001	58,8	788,8	1,4421	141	1,8	17	-4	0,025	3,47	0,31	42	86	105	124	144	175	230	280	330	360	86,6	11,8	2									
	2003	58	787,9	1,441	142	1,72	18	-6	0,025	3,43	0,3	43	86	104	123	145	178	228	276	330	360	86,7	11,7	1,6	18,22	33,5	48,3						
Скв. 716 (Ач ₃₋₄)	2001	58,8	788	1,4424	142	1,81	18	-6	0,025	3,34	0,26	36	82	103	120	142	172	226	274	325	360	86,2	11,8	2	13,95	44,1	41,9						
Скв. 285 (Ач ₃₋₄)	2001	55	787,3	1,4437	143	1,99	21	-11	0,028	4,68	0,37	38	82	108	131	154	192	249	300	355	360	84,8	13	2,2									
Скв. 727 (Ач ₃₋₄)	2002	60,8	786,2	1,4413	142	1,76	21	-9	0,024	5,04	0,36	41	79	105	124	148	182	231	293	340	360	86	12	2	16,88	36,5	46,6						
Скв. 774 (Ач _{3-4,5})	1997	60,8	785,2	1,4408	135	1,83	20	-11	0,028	3,63	0,39	50	86	110	130	153	185	235	285	350	360	83	14	3	15,62	37	47						
	2001	58,5	792	1,4431	138	1,88	19	-4	0,025	3,58	0,35	44	83	104	121	144	176	230	278	328	360	86	12,6	1,4									
Скв. 705 (Ач _{3-4,5})	2001	57,7	780,9	1,4408	139	1,71	19	-11	0,023	3,95	0,33	36	72	100	119	143	177	227	285	338	360	85	13,2	2									
	2002	56,3	783,1	1,44	140	1,77	18	-10	0,023	4,36	0,33	34	71	100	121	145	181	236	291	339	360	84,5	13,5	2									
Скв. 440 (Ач ₃)	1999	60	779,1	1,4306	136	1,44	14	-7	0,02	3,02	0,5	46	91	107	121	136	158	198	256	310	360	90	8,5	1,5	16,23	36	47,8						
Скв. 336 (Ач ₃)	1999	60,5	775,8	1,4371	137	1,4	12	-20	0,022	2,67	0,58	37	80	104	123	143	168	210	253	306	360	91	7,5	1,5									
Скв. 800 (Ач ₃)	1999	-	772,7	1,4379	136	1,54	16,5	-14	0,02	3,34	0,53	33	73	102	123	146	180	228	281	334	360	86,4	9,6	4									
Скв. 212-4 (Ач ₃₋₄)	2012	-	765,5	1,4293	126	1,24	2	-13	0,015	3,08	0,24	29,6	74,8	99,4	117	137	166	208	255	307	360	88,8	5	6,2	14,71	35,3	50						
Скв. 213-3 (Ач ₃)	2012	60,3	790,7	1,4444	148	2,17	14	-12	0,026	5,04	0,61	37,5	83,1	107	127	154	197	248	296	351	360	82,5	14,8	2,7	15,88	34,8	49,3						

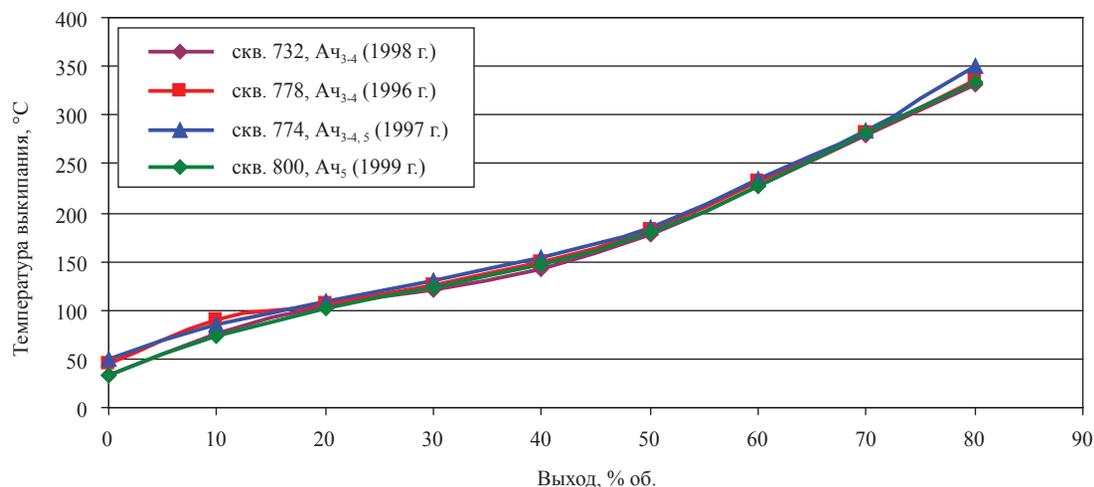


Рис. 1. Фракционный состав конденсатов в начальный период разработки по ГОСТ 2177 (данные ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

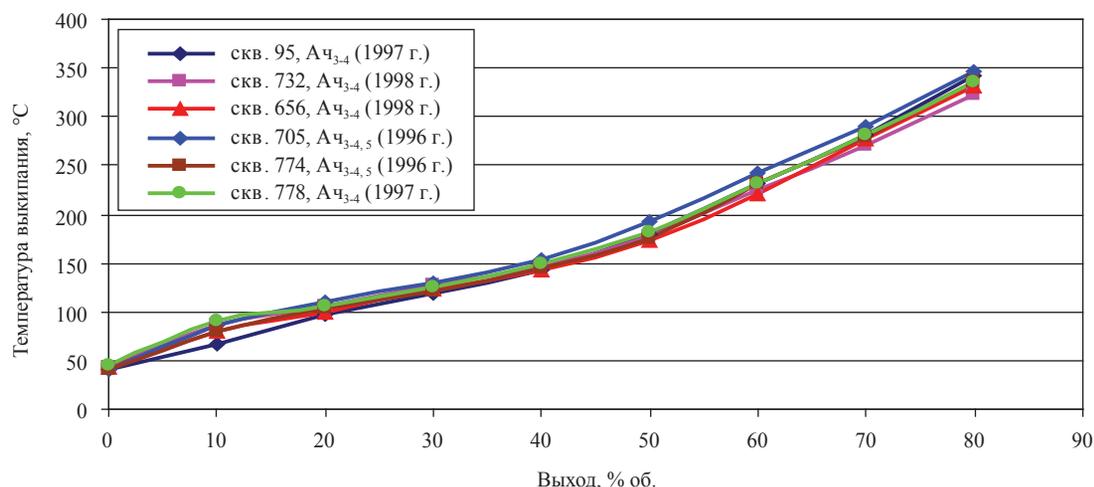


Рис. 2. Фракционный состав конденсатов в начальный период разработки по ГОСТ 2177 (данные ОАО «ТЦЛ»)

Изменение свойств конденсатов в процессе разработки наиболее отчетливо видно при сопоставлении их фракционных составов. На рис. 3 представлена динамика изменения фракционного состава конденсатов в процессе опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) на примере конденсата из скв. 778.

За время ОПЭ скважины пластовое давление снизилось с 60,3 МПа в начале разработки (1996 г.) до 58,0 МПа в 2003 г. Практически полное слияние кривых фракционного состава свидетельствует о том, что за этот период в составе конденсата из скв. 778 (Ач_{3,4}) не произошло никаких изменений.

Сопоставление фракционных составов конденсатов по кривым истинных температур кипения (ИТК), позволяющим оценить весь

интервал выкипания конденсатов, представлено на рис. 4. К уже имеющимся данным по конденсатам, отобранном из скважин в 1996–2003 г., добавлены сведения по фракционному составу конденсатов из скв. 212-4 (Ач_{3,4}) и 213-3 (Ач₅) 2012 г. отбора.

Конденсат из скв. 213-3, отобранный при начальном пластовом давлении (60,3 МПа) с плотностью 790,7 кг/м³, немного тяжелее по фракционному составу ранее исследованных конденсатов (см. табл. 1). Тем не менее, кривая ИТК этого конденсата (см. рис. 4) хорошо вписывается в общую картину. Конденсат из скв. 212-4, эксплуатируемой в промышленном масштабе с 2009 г., отличается по всем физико-химическим характеристикам от других конденсатов (см. табл. 1). Это различие

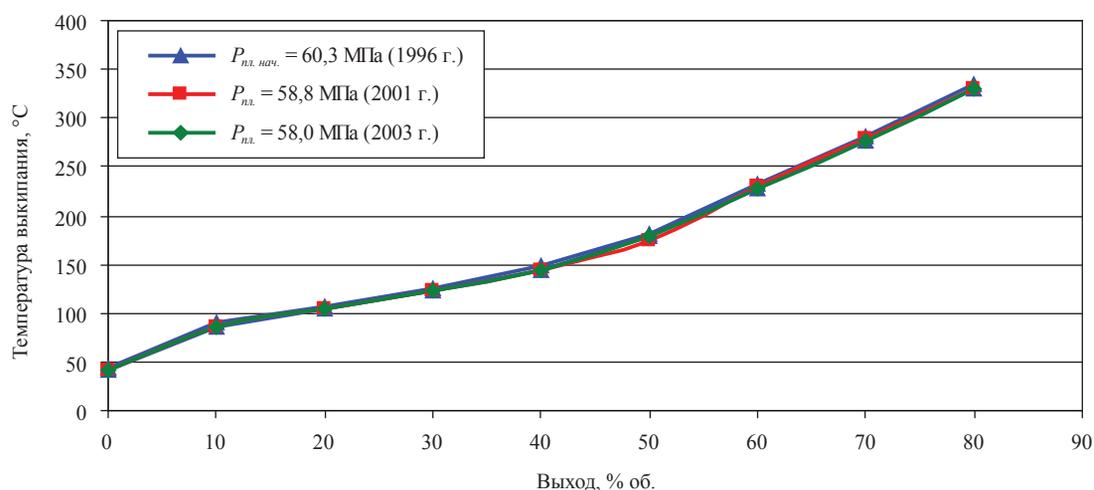


Рис. 3. Динамика изменения фракционного состава конденсата из скв. 778 (Ач_{3,4}) в процессе ОПЭ (по ГОСТ 2177)

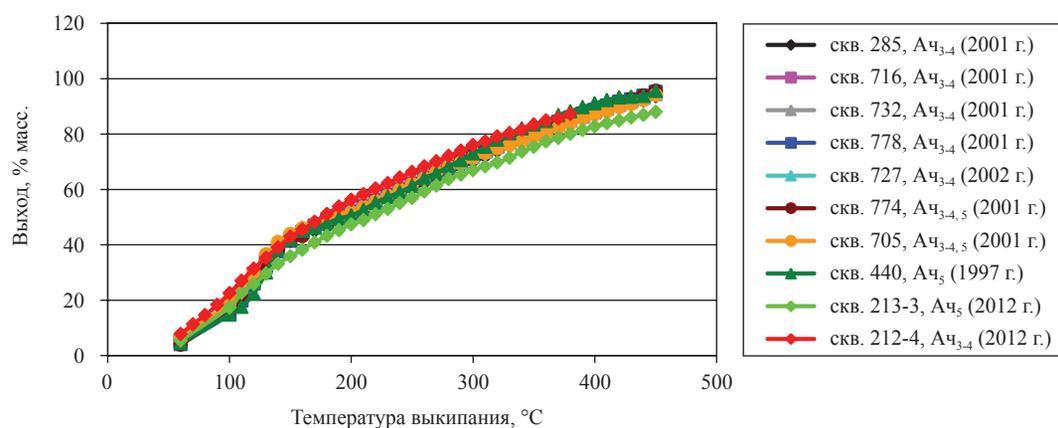


Рис. 4. Фракционный состав (ИТК) конденсатов разного времени отбора

касается и фракционного состава конденсата из скв. 212-4, кривая ИТК которого (см. рис. 4) лежит ниже остальных кривых и характеризуется иной формой, свидетельствующей о большем количестве легких фракций до 100 °С и меньшем содержании тяжелых фракций. Конденсат имеет меньшие значения плотности (765,5 кг/м³), молекулярной массы (126), кинематической вязкости (1,24 мм²/с) и остатка пегонки (5,0 % об.) по сравнению с другими конденсатами. Все эти изменения свидетельствуют о наметившейся тенденции к некоторому облегчению состава конденсата, происходящему в процессе разработки при падении пластового давления.

Групповой углеводородный состав конденсатов представлен по дистиллятной части, выкипающей в пределах НК-300 °С, и выполнен методом анилиновых точек (рис. 5).

Согласно графику, все исследованные конденсаты – начального периода разработки 1997–1999 гг. (скв. 774, 440), 2001 г. (скв. 778) и текущего периода 2012 г. (скв. 212-4 и 213-3) – схожи между собой по углеводородному составу и принадлежат к типу метаново-нафтеновых конденсатов с небольшим преобладанием метановых углеводородов. В конденсатах из скв. 727, 778, 440, 213-3 и 212-4 содержание метановых углеводородов варьирует в узком интервале – 46,6÷50,0 % масс., нафтеновых углеводородов – в интервале 33,5÷36,0 % масс. В конденсате из скв. 716 примерно равное содержание метановых и нафтеновых углеводородов. Количество ароматических углеводородов среднее и находится в пределах 14÷18 % масс.

Характеризуя товарные свойства конденсатов, можно отметить, что конденсаты содержат практически все товарные фракции с хорошими

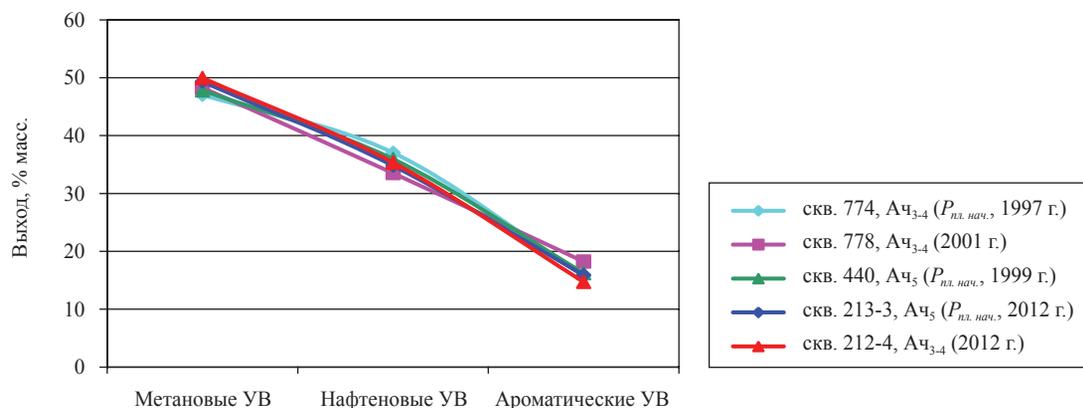


Рис. 5. Групповой углеводородный состав конденсатов

выходами последних. Содержание бензиновой фракции НК-200 °С составляет 51÷56 % масс, фракции авиакеросина 120÷240 °С – 29÷34 % масс., фракции дизельного топлива 180÷350 °С – 33÷34 % масс.

Потенциальное содержание топливных фракций в конденсатах из скв. 212-4 и 213-3 (2012 г.) представлено на рис. 6. Конденсат из скв. 212-4 характеризуется более высокими по сравнению с конденсатом из скв. 213-3 выходами бензиновых фракций и примерно равными выходами фракций авиакеросина и дизельного топлива.

Бензиновые фракции конденсата из скв. 213-3 характеризуются высокими выходами, довольно высокими октановыми числами (70,7÷75,5 п. по исследовательскому ме-

тоду, несколько более низкими по моторному методу – 65,0÷69,8 п.) и хорошими показателями теплоты сгорания (табл. 2). Однако они имеют низкие значения давления насыщенных паров, из-за чего не отвечают требованиям ТУ 51-03-11088 на фракцию газоконденсатную бензиновую прямогонную для автобензинов газоконденсатных прямогонных. В целом же эксплуатационные характеристики бензиновых фракций конденсата позволяют рекомендовать их в качестве основы для получения автомобильных бензинов.

Характеристика керосиновых фракций конденсатов из скв. 716 (2001 г.) и 213-3 (2012 г.) приведена в табл. 3. Керосиновые дистилляты, выкипающие в разных температурных интервалах (выполнено с целью оптимизации их

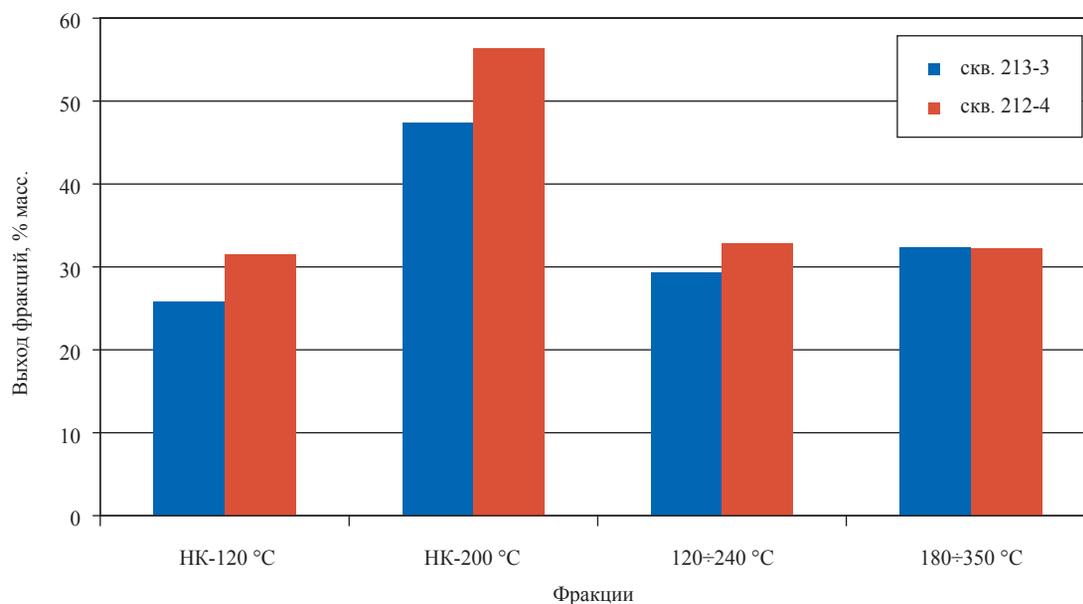


Рис. 6. Потенциальное содержание топливных фракций в конденсатах из скв. 212-4 и 213-3

Таблица 2

Характеристика бензиновых фракций конденсата из скв. 213-3

Показатели	Температурные пределы выкипания фракции, °С		
	НК-120	НК-62-180	НК-200
Выход, % масс.	25,82	43,10	47,39
Плотность при 20 °С, кг/м ³	713,4	751,8	742,0
Показатель преломления, n_D^{20}	1,3991	1,4191	1,4153
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	0,61	0,80	0,95
Давление насыщенных паров, кПа	1,22	0,45	0,84
Фракционный состав:			
• НК, °С	37,3	67,3	40,5
• 10 % об. перегоняется при температуре, °С	62,3	92,9	76,1
• 50 % об. перегоняется при температуре, °С	89,3	116,9	117,4
• 90 % об. перегоняется при температуре, °С	112,7	163,9	171,1
• КК, °С	125,9	180,1	200,3
• остаток, % об.	0,8	0,9	0,5
• потери, % об.	1,5	0,9	1,9
Октановое число:			
• по моторному методу	69,80	65,00	65,4
• по исследовательскому методу	75,45	70,90	70,7
Теплота сгорания, кДж/кг:			
• низшая	43700	43300	43400
• высшая	47400	47400	46900

Таблица 3

Характеристика керосиновых фракций

Показатели	Скв.716 (Ач _{3,4} , 2001 г.), фракция 135÷230 °С	Скв 213-3 (Ач ₅ , 2012 г.), фракция 120÷240 °С	Нормы для реактивного топлива марки ТС-1 (ГОСТ 10227-86)	
			высший сорт ОКП 02 5121 0205	первый сорт ОКП 02 5121 0204
Выход, % масс.	22,0	29,25	–	–
Плотность при 20 °С, кг/м ³	767,4	788,7	Не менее 780	Не менее 775
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1,38	1,20	Не менее 1,30	Не менее 1,25
Температура начала кристаллизации, °С	Ниже –60	Ниже –60	Не выше –60	
Испытание на медной пластинке	Выдерж.	Выдерж.	По п. 4.4 ГОСТ	
Массовая доля ароматических углеводородов, %	20,3	20,9	Не более 22	Не более 22
Фракционный состав (по ГОСТ 2177-99):				
• температура начала перегонки, °С	137,0	127,1	Не выше 150	Не выше 150
• 10 % перегоняется при температуре, °С	156,0	143,1	Не выше 165	Не выше 165
• 50 % перегоняется при температуре, °С	170,0	169,3	Не выше 195	Не выше 195
• 90 % перегоняется при температуре, °С	211,0	217,4	Не выше 230	Не выше 230
• 98 % перегоняется при температуре, °С	226,0	234,0	Не выше 250	Не выше 250
• остаток от разгонки, %	0,8	0,9	Не более 1,5	Не более 1,5
• потери от разгонки, %	0,4	1,5	Не более 1,5	Не более 1,5

свойств), по всем основным показателям соответствуют требованиям ГОСТ 10227-86 к топливам для реактивных двигателей марки ТС-1. Однако керосиновый дистиллят 120÷240 °С имеет более низкое значение кинематической вязкости при 20 °С, вследствие чего его можно рекомендовать в качестве основы для получения реактивного топлива только после добавления соответствующих присадок.

Характеристика фракций дизельного топлива приведена в табл. 4.

Широкая фракция дизельного топлива 180÷350 °С по всем основным характеристикам соответствует требованиям ГОСТ 305-82 на летнее дизельное топливо марки Л. Для использования этой фракции в качестве зимнего дизельного топлива марки З необходимо применение присадок, снижающих температуру помутнения и застывания. Фракция дизельного топлива, выкипающая в температурном интервале 160÷340 °С, требует улучшения ее вязкостных свойств. В целом же исследованные дизельные дистилляты характеризуются хорошим качеством и могут быть рекомендованы в качестве основы для получения высококачественного дизельного топлива.

Остаток, выкипающий при температуре выше 350 °С, не содержащий асфальтенов и значительного количества смолистых соединений, представляет собой качественное сырье для получения масел различного назначения.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

Конденсаты ачимовских отложений Уренгойского НГКМ из разведочных скважин пластов Ач_{3,4} и Ач₅, добытые в 1996–2012 гг. при начальном пластовом давлении, схожи между собой по физико-химическим характеристикам. Они характеризуются высокой плотностью (779,7÷790,7 кг/м³), выкипают в широком температурном интервале (34,4÷540 °С), являются парафинистыми (содержание парафина – 3,4÷5,1 % масс.), малосмолистыми (содержание смол силикагелевых – 0,33÷0,61 % масс.), низкосернистыми (содержание общей серы – 0,025÷0,028 % масс.) и относятся к метаново-нафтеновому типу. Небольшое снижение пластового давления (от 60,8÷60,0 до 58,0 МПа) в 1997–2003 гг. при ОПЭ не сказалось на физико-химических характеристиках изученных конденсатов.

В конденсате из скв. 212-4, эксплуатируемой с 2009 г., наметилась тенденция к некоторому облегчению состава. Об этом свидетельствуют уменьшение плотности (765,5 кг/м³), вязкости кинематической и молекулярной массы, а также данные фракционного состава. Содержание высокомолекулярной части конденсата, выкипающей при температуре выше 380 °С, сократилось до 7,2 % масс. по сравнению с 13÷17 % масс. конденсатов при начальных пластовых условиях.

Таблица 4

Характеристика фракций дизельного топлива

Показатели	Скв. 716 (Ач _{3,4} , 2001 г.), фракция 160÷340 °С	Скв. 213-3 (Ач ₅), фракция 180÷350 °С	Нормы для дизтоплива марок Л, З (ГОСТ 305-82)	
			Л	З
Выход, % масс.	34,15	32,24	–	–
Плотность при 20 °С, кг/м ³	823,0	832,0	Не более 860	Не более 840
Плотность при 15 °С, кг/м ³	826,8	835,4	–	–
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	2,81	3,73	3,0÷6,0	1,8÷5,0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	78	74	Не менее 40	Не менее 35
Температура помутнения, °С	–21	–10	Не выше –5	Не выше –5
Температура застывания, °С	–26	–18	Не выше –10	Не выше –35
Цетановое число (расчет по ГОСТ 27768-88)	46,8	50,5	Не менее 45	Не менее 45
Фракционный состав:				
• 50 % перегоняется при температуре, °С	235	255,2	Не более 280	Не более 280
• 96 % перегоняется при температуре, °С	316	344,5	Не более 360	Не более 340

Бензиновые, керосиновые и фракции дизельного топлива характеризуются высокими выходами, благоприятными эксплуатационными характеристиками и могут быть рекомендованы в качестве основы для получения высококачественных топлив различного назначения.

Остаток, выкипающий при температуре выше 350 °С, не содержащий асфальтенов и большого количества смолистых соединений, представляет собой сырье для получения масел различного назначения.

Список литературы

1. Рыжов А.Е. Коллекторские свойства пород продуктивных отложений по кернавым данным / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко // Изучение углеводородных систем сложного состава: сб. научн. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 6–11.
2. Рыжов А.Е. Особенности разработки газоконденсатных залежей ачимовских отложений / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Е.В. Шеберстов // Газовая промышленность. – 2006. – № 1. – С. 32–33.
3. Островская Т.Д. Особенности фазового состояния пластовой системы и фазовых процессов при разработке залежей / Т.Д. Островская, Г.С. Федорова, М.К. Виноградов и др. // Изучение углеводородных систем сложного состава: сб. научн. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 59–68.

УДК 553.981.2:622.279.72

В.А. Истомин, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов, Д.М. Федулов, В.В. Черных, С.Г. Медведев, Т.В. Сопнев

Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири

В настоящее время ввод в промышленную разработку запасов природного газа ОАО «Газпром» связан как с переходом в новые регионы, так и с освоением новых газоносных комплексов. В одном из них – турон-сенонском (надсеноманские залежи севера Западной Сибири) – обнаружены месторождения природного газа, запасы которого суммарно составляют более 1 трлн м³. Роль таких залежей, несмотря на трудности, связанные с необходимостью создания инновационных технологий добычи газа, возрастает в связи с истощением его запасов в месторождениях, разрабатываемых длительное время.

Туронский комплекс имеет локальное распространение и относится к верхнему гидрогеологическому этажу, залегая на глубинах 600÷1000 м внутри мощной глинистой толщи, являющейся региональной покрывкой для крупных скоплений газа в сеномане. Значения пластовых температур изменяются в диапазоне 10÷22 °С, пластовых давлений – 7÷12 МПа.

Запасы газа, приуроченные к туронским отложениям, относятся к трудноизвлекаемым по следующим основным показателям [1–3]:

- низкая проницаемость коллекторов;
- значительная неоднородность коллекторов и их большая фациальная изменчивость по площади и разрезу, что затрудняет отработку запасов газа в залежах;
- относительно небольшие рабочие дебиты скважин;
- низкие пластовые температуры;
- близкое расположение границы многолетнемерзлых пород;
- наличие аномально высоких пластовых давлений.

Кроме того, освоение туронских залежей ряда месторождений (Харампурского, Южно-Русского, Заполярного и др.) будет сопряжено с рисками образования гидратов в призабойной зоне пласта (ПЗП) из-за необходимости создания высоких депрессий на пласт для обеспечения приемлемых рабочих дебитов скважин.

Наиболее значимыми по запасам являются туронские залежи Харампурского и Заполярного месторождений. Туронские залежи Харампурского месторождения находятся вне зоны гидратообразования по своим термобарическим параметрам, а риски образования гидратов в ПЗП достаточно низкие из-за минерализации пластовой воды. Тогда как на Заполярном месторождении (и на месторождениях севернее него) не исключается наличие газогидратных пропластков непосредственно в надсеноманских залежах [4].

В настоящее время особый интерес представляют туронские залежи Южно-Русского месторождения, поскольку в конце 2011 г. начата их опытно-промышленная разработка [1]. Поэтому расчеты условий гидратообразования и безгидратных режимов эксплуатации скважин туронских залежей, приведенные ниже, выполнены на примере опытно-экспериментальной скв. 174 данного месторождения.

На Южно-Русском месторождении выявлена газовая залежь пласта T₁₋₂ в газалинской пачке, приуроченной к нижней опесчаненной части туронских отложений, являющихся региональной покрывкой для сеноманской продуктивной толщи. Залежи расположены на достаточно малых глубинах (от –704,6 до –837,7 м). Толщина Туронского продуктивного пласта в разрезе Южно-Русского месторождения – 50÷70 м. Эффективные толщины изменяются от 2,2 до 33,9 м, однако четко

Ключевые слова:

Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение, природный газ, газовые гидраты, гидратообразование, термобарические параметры пласта, безгидратные депрессия и дебит скважины.

Keywords:

Yuzhno-Russkoye field, natural gas, gas hydrates, hydrate formation, reservoir temperature and pressure, without hydrate depression and well production.

выраженной закономерности в их изменении по площади пока не выявлено. В южной части площади расположена зона минимальных эффективных толщин. Зоны максимальных толщин отмечены также в северо-западной и центральной частях площади (рис. 1). К туронской залежи приурочено примерно 30 % суммарных запасов Южно-Русского месторождения.

Усредненный состав газа по пласту T_{1-2} туронского продуктивного горизонта близок к составу сеноманского газа: метан – 98,18 % об.; этан – 0,73 % об.; пропан – 0,017 % об.; *i*-пентан – 0,003 % об.; *n*-пентан – 0,005 % об.; азот, гелий, аргон в среднем по залежам – 0,77; 0,003 и 0,005 % об. соответственно; водород и сероводород не обнаружены; в небольшом (0,29 % об.) количестве присутствует диоксид углерода. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,564.

Для расчета условий гидратообразования газа туронской залежи Южно-Русского месторождения необходимо с высокой точностью определять значения пластовой температуры и температуры на забое скважины в процессе ее эксплуатации. Авторами настоящей статьи проведен анализ глубинных замеров температуры на скважинах разведочного, наблюдательного и эксплуатационного фондов Южно-Русского месторождения. Для определения зон, соответствующих условиям гидратообразования, построено распределение температур по площади

и разрезе месторождения (рис. 2). Расхождения между максимальными и минимальными значениями температуры, замеренными в разное время, составляют от 0,1 до 0,5 °С, в отдельных случаях – до 2÷3 °С.

Вдоль месторождения построены профили изменения температур в кровле и подошве залежи T_{1-2} . Профиль изменения температур представлен на рис. 3, согласно которому разница между значениями температур на кровле и подошве пласта остается практически постоянной почти по всей площади месторождения, однако сам профиль распределения температур неоднороден. Это объясняется значительными перепадами глубин залегания кровли по площади продуктивного пласта. При этом следует отметить, что перепады температуры коррелируют с изменением глубины залегания пласта.

Используя методику ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [5], авторы настоящей статьи выполнили расчеты условий гидратообразования как для чистого метана, так и для усредненного состава пластового газа с построением кривых трехфазного равновесия «пластовый газ – поровая минерализованная вода – газовые гидраты кубической структуры I». На рис. 4 в графической форме показаны результаты расчетов условий гидратообразования для пресной и минерализованной поровой воды (принято усредненное значение минерализации – 17,5 г/л).

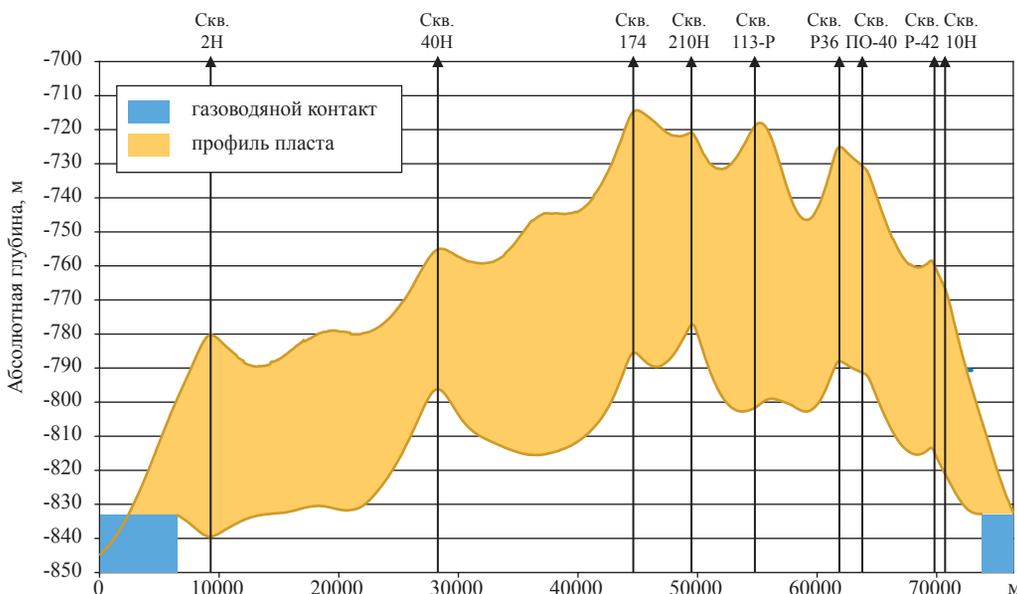


Рис. 1. Профиль продуктивного пласта T_{1-2} по линии скважин вдоль Южно-Русского месторождения

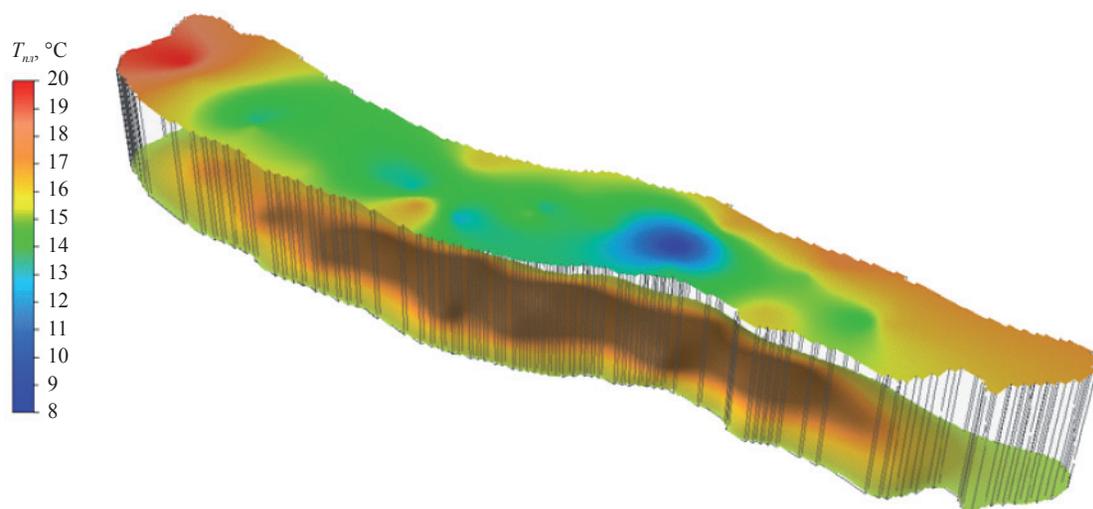


Рис. 2. Распределение температур в объеме продуктивного пласта T_{1-2} Южно-Русского месторождения

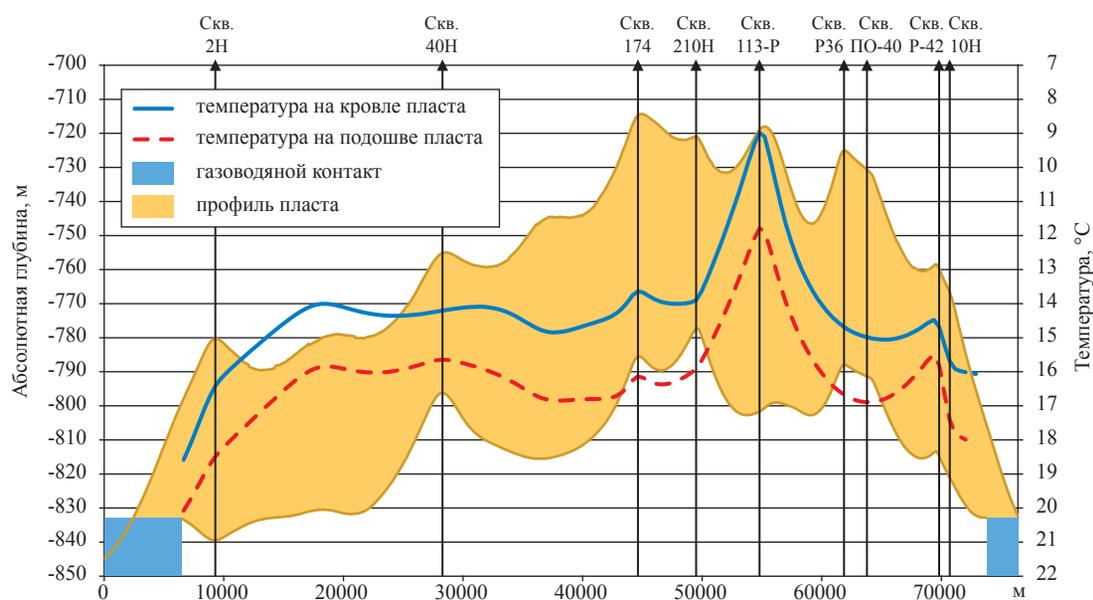


Рис. 3. Изменение пластовой температуры в кровле и на подошве продуктивного пласта T_{1-2} вдоль Южно-Русского месторождения

Анализ кривых гидратообразования для пресной поровой (остаточной влаги) и минерализованной воды показал, что промысловые термобарические замеры по скважинам пласта T_{1-2} практически попадают на линию трехфазного равновесия «пластовый газ – поровая минерализованная вода – гидраты». Кроме того, следует иметь в виду еще один важный фактор – постепенное уменьшение минерализации остаточной влаги в поровом пространстве ПЗП из-за выпадения в нее конденсационной воды (за счет этого кривая гидратообразования сдвигается примерно на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$).

По результатам проведенного анализа термодинамических условий туронской залежи Южно-Русского месторождения можно сделать следующий вывод: залежь T_{1-2} находится в термодинамическом режиме, очень близком к гидратному (этот термобарический режим в отечественной литературе принято называть *предгидратным*). Причем безгидратный запас по температуре (т.е. разность между пластовой температурой и температурой гидратообразования) составляет не более $2\div 3\text{ }^{\circ}\text{C}$. По этой причине значения пластовой температуры туронской залежи требуют уточнения.

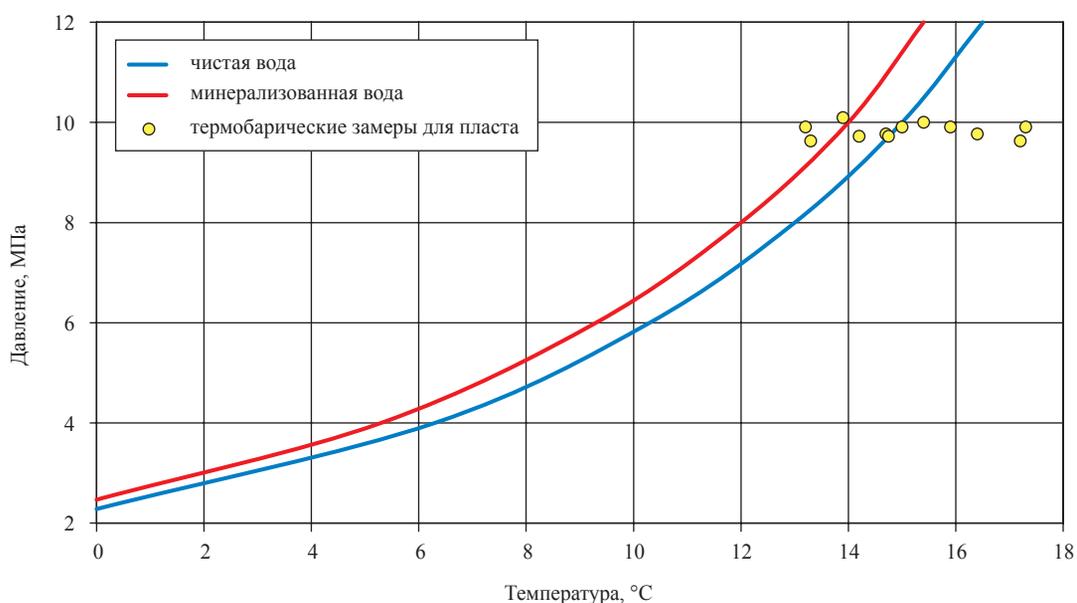


Рис. 4. Кривые гидратообразования для пласта $T_{1,2}$ с усредненным составом газа

В низкопроницаемых и сложных по строению залежах точное определение пластовых температур по промысловым замерам в простаивающих скважинах представляет определенные трудности. Это связано с тем, что процесс восстановления температуры газа в пласте после остановки скважины является длительным. Поэтому для более точного определения значения пластовой температуры авторами разработан и апробирован метод определения пластовой температуры термодинамическим расчетом по забойным температуре и давлению.

В методе принимаются следующие допущения:

- пластовое давление в залежи известно;
- характер течения газа в ПЗП (с учетом конденсации влаги) – изохальтный;
- в скважине и ПЗП имеет место установившийся термобарический режим, что дает возможность использования фактических замеров термобарических параметров на забое работающей скважины (можно также использовать и данные по газодинамическим исследованиям при соответствующей интерполяции забойной температуры).

Метод пересчета пластовой температуры сводится к следующему. Проводится серия расчетов изменения температуры при изохальтном течении газа для различных значений пластовых температур в диапазоне от 13 до 20 °C и различных депрессиях на пласт, вплоть до 1÷2 МПа. Затем строится номограмма (рис. 5), с помощью которой по данным за-

меров забойных давлений и температур в работающей скважине определяется значение пластовой температуры. На номограмме (примененной для определения пластовой температуры в боковом стволе экспериментальной скв. 174 Южно-Русского месторождения) даны результаты термодинамических расчетов изохальтного течения газа (компонентного состава природного газа туронской залежи). При замеренных на забое значениях температуры 11,2 °C и давления 8 МПа (кривая синего цвета) определяем значение пластовой температуры в зоне этой скважины, равное 17,5 °C (кривая зеленого цвета).

Согласно расчетам условий гидратообразования (см. рис. 4), при температуре 17,5 °C и давлении 9,5÷9,6 МПа в окрестности экспериментальной скв. 174 в пласте природных газогидратов не имеется. При этом термобарический режим пласта является предгидратным, а безгидратный запас по температуре составляет $17,5 - 15,0 = 2,5$ °C.

Условиям гидратообразования соответствует розовая область на рис. 5. При достаточно больших (более 1,5÷1,6 МПа) депрессиях на пласт ПЗП эксплуатационных скважин оказывается в условиях гидратообразования. Так, если бы температура пласта превышала 19,0 °C, безгидратная депрессия составила бы 2,0 МПа. Таким образом, при проектных депрессиях на пласт не более 2,0 МПа и при пластовой температуре, превышающей 19,0 °C, гидратообразование в ПЗП практически исклю-

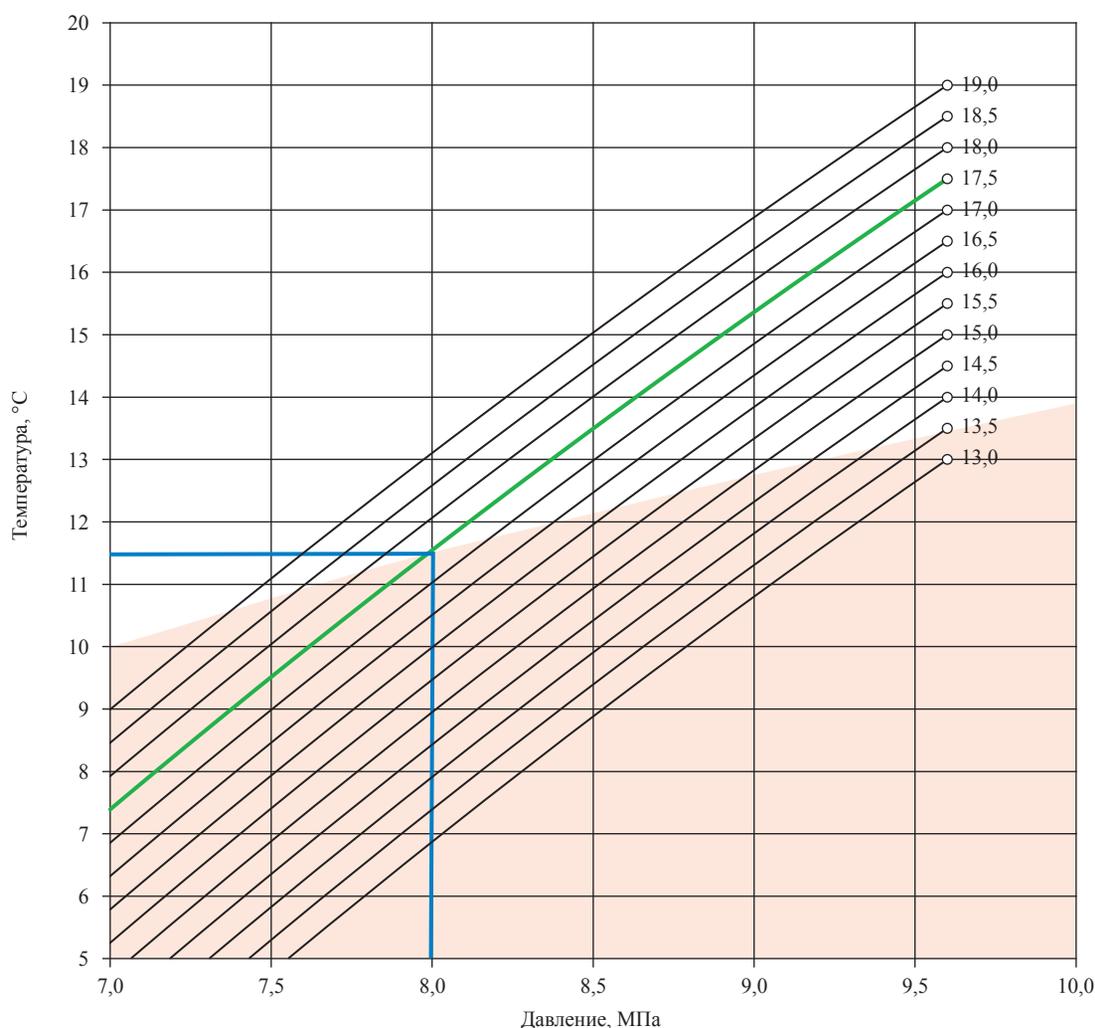


Рис. 5. Номограмма для определения пластовой температуры и безгидратных депрессий на пласт для туронских залежей Южно-Русского месторождения

чается. Это позволяет утверждать, что для надсеноманских горизонтов область предгидратного термобарического режима в пласте расположена между кривой трехфазного равновесия «газ – пресная вода – гидраты» и эквидистантной ей кривой, расположенной выше по температуре на $4\div 5$ °C.

Следует отметить, что в начальный период эксплуатации туронских залежей Южно-Русского месторождения при режимах работы скважин, превышающих предельные безгидратные дебиты (в вышеприведенном конкретном примере – для температуры пласта 17,5 °C и депрессии более 1,6 МПа), влияние процесса гидратообразования на продуктивные характеристики скважин будет незначительным. Однако в дальнейшем в ходе эксплуатации скважин процесс гидратообразования в ПЗП будет ускоряться. Это объясняется тем, что при длительной работе скважин остаточная

минерализованная влага заменяется пресной (конденсационной), а в поровом пространстве ПЗП происходит постепенное загидрачивание влаги. Поэтому продуктивность скважин будет снижаться и возникнет необходимость в мероприятиях по разложению гидратов в ПЗП. Для этого могут быть использованы следующие методы: обработка призабойной зоны химическими реагентами, ее прогрев забойными нагревателями, физическое воздействие (акустическое, микроволновое) на пласт или подбор периодического технологического режима эксплуатации скважин.

По результатам проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. Из-за низких пластовых температур эксплуатация туронских залежей месторождений Западной Сибири сопряжена с риском гидратообразования в ПЗП. Расчеты показывают, что разность между пластовой температурой

и температурой гидратообразования для газа пласта T_{1-2} Южно-Русского месторождения не превышает $2 \div 3$ °С (т.е. в залежи имеет место предгидратный термобарический режим). При этом на отдельных участках месторождения не исключается наличие газогидратных пропластков. В то же время в зоне дренирования экспериментальной скв. 174 природных гидратов в пласте не имеется.

2. Предложен методический подход по уточнению пластовой температуры, основанный на использовании замеренных значений температуры и давления на забое работающей

скважины с пересчетом на пластовую температуру (при допущении изоэнтальпийного течения газа в призабойной зоне пласта). Это дает возможность определения безгидратной депрессии и безгидратного дебита для эксплуатационной скважины.

3. При длительной эксплуатации скважин в режиме гидратообразования с постепенным накоплением гидратов в коллекторе призабойной зоны для поддержания рабочих дебитов скважин необходимы специальные мероприятия по обработке призабойной зоны пласта.

Список литературы

1. Лапердин А.Н. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении / А.Н. Лапердин, Т.В. Сопнев, Р.Р. Хасаянов и др. // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 25–26.
2. Дорофеев А.А. ОАО «Севернефтегазпром» – пилотный проект по освоению туронских залежей / А.А. Дорофеев, А.В. Ларин // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 15–16. – С. 76–77.
3. Кильдышев С.Н. Выделение объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении / С.Н. Кильдышев, Д.А. Кубасов, А.А. Дорофеев и др. // Территория нефтегаз. – 2011. – № 6. – С. 42–47.
4. Курчиков А.Р. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов Западной Сибири / А.Р. Курчиков, С.Е. Агалаков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 1–2. – С. 12–37.
5. Истомин В.А. Методика и результаты расчета двухфазных равновесий природного газа с конденсированной водной фазой / В.А. Истомин, В.Г. Квон // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера: сб. науч. статей. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 180–204.

УДК 553.98 (81+571.6)

Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова

Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России

Нефтеносность зон растяжения глубоководных окраин континентов

Ровно через 40 лет после начала освоения на шельфе Северного моря месторождения Экофиск (1971 г.) началась промышленная добыча нефти на уникальном глубоководном месторождении Лула в Бразилии (2011 г.). Так, мировая нефтегазовая индустрия вступила в исторический период масштабной разработки залежей углеводородов (УВ) с глубин более 5,5 км ниже дна моря под толщей воды в 2÷3 км. Такой диапазон глубин уже освоен рядом международных компаний в Мексиканском заливе, в Южно-Каспийской впадине, вблизи западного побережья Экваториальной Африки и в ряде других районов мира. Несмотря на то, что совокупный объем добычи УВ в таких районах пока не превысил первых процентов мирового производства, в оффшорной зоне Бразилии к 2020 г. планируется ежегодно добывать до 400 млн т нефти (т.е. более 10 % мирового производства).

Значение открытия глубоководных и сверхглубоких (подсолевых) скоплений УВ на континентальных окраинах Южной Америки и Западной Экваториальной Африки трудно переоценить. Геологи и геотехнологи вошли в новое геологическое пространство этой части планеты и Мирового океана в целом.

По данным выступлений участников 34-го Международного геологического конгресса (Австралия, 2012 г.), краткая история геологического развития Южной Атлантики выглядит следующим образом:

- протяженные деформации, наблюдаемые вдоль современных Южно-Американской и Африканской плит, зародились в верхнеюрское титонское время (около 150 млн лет назад) и стали важными составляющими продолжающегося раскола материка Гондваны [1, 2];
- в берриасе (около 142 млн лет назад) началось формирование и заполнение карбонатными и в меньшей степени терригенными осадками рифтов, которые стали одновременно и гигантскими нефтегазоносными бассейнами. Синрифтовая стадия осадконакопления продолжалась в течение всего неокома (берриас – баррем), т.е. около 20 млн лет, ширина рифтов – 110÷170 км [3];
- в нижнемеловое аптское время произошло формирование надрифтовых впадин, где накапливались мощные толщи солей;
- начиная с альба и до настоящего времени длится стадия пассивного дрейфа континентальной окраины при раздвиге океана [4–6].

По мнению авторов, о возможных событиях ранней фазы открытия Южной Атлантики в начале мезозоя, когда плиты Южной Америки и Африки составляли единое целое, можно судить по истории развития рифтовых систем на рубеже перми и триаса в Западной Сибири, в олигоцен-четвертичное время в Восточной Африке, в раннемезозойское время в районе Мексиканского залива.

В Западно-Сибирском регионе на рубеже палеозоя и мезозоя сформировалась сложная система субмеридиональных рифтов (Колтогорско-Уренгойский, Хадутейский, Худосейский, Ляпинский и ряд других). Как правило, они заполнены мощными (более 1500 м) комплексами базальтов, а в северной части Западно-Сибирского региона рифты находятся на глубине 6÷8 км.

Ключевые слова:
нефтеносность, зоны растяжения, Восточная Сибирь, Дальний Восток России, Бразилия, Мексиканский залив.

Keywords:
oil-bearing capability, Eastern Siberia, the Far East of Russia, Brazil, the Gulf of Mexico.

Во втором случае в пределах Восточной Африки в позднем олигоцене сформировалась триада из двух ветвей рифтов и разделяющего их широкого горста. Новейшие данные о хронологии поднятия, вулканизме и рифтообразовании свидетельствуют о синхронности формирования двух ветвей рифтов Восточно-Африканской рифтовой системы 25÷26 млн лет назад [7]. Если исходить из модели рождающегося океана (допускаемого некоторыми авторами), то центральному горсту в будущем предстоит испытать глубокое погружение и неким образом преобразоваться в зону океанического спрединга. Обращает на себя внимание тот факт, что в последние годы в осадочном заполнении западной ветви рифта, в районе оз. Альберта (Уганда), обнаружены значительные промышленные залежи нефти [8].

Применительно к Южной Атлантике этот пример может свидетельствовать о том, что богатые нефтеносные рифтовые бассейны вдоль побережья западной части Экваториальной Африки и восточного побережья Бразилии генетически связаны между собой, но не тождественны. Таким образом, в обоих рассмотренных примерах процессы рифтообразования и подъем к поверхности мантийного вещества связаны с зонами растяжения земной коры и, возможно, литосферы в целом.

Нефтегазоносность континентальной окраины Бразилии

В 2007 г. компания Petrobras сообщила об открытии первого подсолевого нефтяного месторождения Тупи на континентальной окраине Бразилии, которое позднее было переименовано в честь бывшего президента Бразилии и стало называться Лула (Lula) (рис. 1).

Скважина-первооткрывательница Тупи-1, заложенная в бассейне Сантус при глубине воды 2126 м в 150 км южнее Рио-де-Жанейро, была пробурена до истинной вертикальной глубины ниже дна моря 19680 футов (5998 м). Она пересекла толщу соли нижнемелового аптского возраста мощностью около 2000 м и из подсолевых карбонатно-терригенных образований нижнемелового неокомского возраста на глубине 5486 м ниже дна океана дала приток 4900 барр./сут (670 т/сут) нефти и 0,6 млн м³/сут газа через 5/8-дюймовый штуцер.

Вторая скважина, пробуренная в 9,5 км юго-восточнее первой, при глубине воды 2166 м дала приток 274 т/сут нефти и 65 тыс. м³/сут газа, причем дебит был ограничен техническими возможностями.

Месторождение Лула является крупнейшим мировым открытием (после месторождения Кашаган в Казахстане) и крупнейшим в Америке. Важно, что нефть в подсоловой зоне

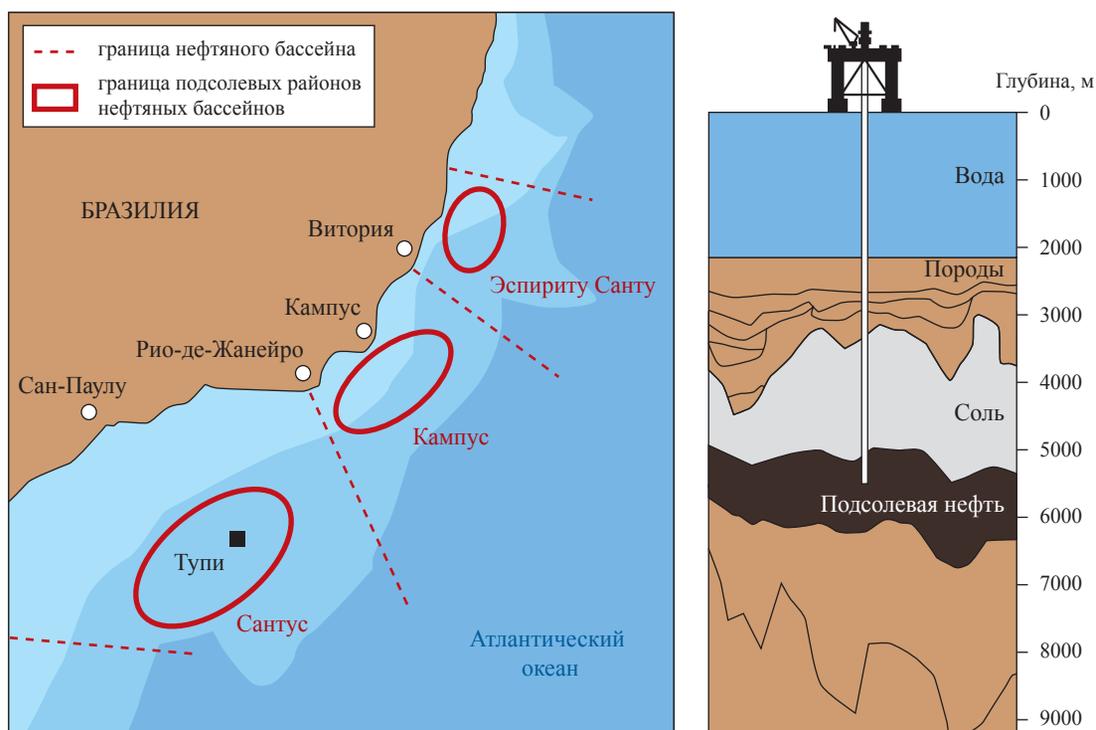


Рис. 1. Схема размещения и разрез подсолевых отложений нефтяных месторождений Бразилии

является более качественной (светлая, мало-сернистая, плотность по API – $28 \div 30^\circ$), чем в большинстве до сих пор известных бразильских месторождений. При последующем бурении первоначальная оценка ресурсов УВ месторождения Лула в $710 \div 1140$ млн т получила подтверждение. В подсолевом этаже были также выявлены нефтяные месторождения Кариока (Carioca), Жара (Jara), Гуара (Guara), Перегрино (Peregrino), Юпитер (Jupiter) и др. На месторождении Юпитер (в $10 \div 15$ км восточнее месторождения Лула) толщина нефтенасыщенных отложений с прекрасной пористостью и проницаемостью составляет 176 м.

По последним данным специалистов Университета Рио-де-Жанейро (2012 г.), открытые извлекаемые ресурсы высококачественной подсолевой нефти в глубоководной оффшорной зоне Бразилии оцениваются в 120 млрд барр. (16 млрд т), что позволяет этой стране планировать увеличение добычи нефти с 121,5 млн т/год в 2011 г. до 400 млн т к 2020 г. В этом случае страна окажется в пятерке крупнейших мировых производителей нефти. Реализация планов Бразилии может вызвать существенные изменения на мировом энергетическом рынке [9].

В ближайшие 20–25 лет, по мнению многих экспертов, Бразилия может стать единственным (за исключением стран ОПЕК) крупнейшим поставщиком нефти. Площадь распространения подсолевых нефтяных ресурсов оффшорной зоны на юго-востоке Бразилии составляет 800×200 км (см. рис. 1). Следует обратить внимание также на то, что в настоящее время подсолевое пространство оффшорной Бразилии вскрыто пока только на глубину около 500 м, и углеводородный потенциал этой территории в полном объеме еще не оценен [10].

На начало 2012 г. объем добычи на месторождении Лула в годовом нефтяном эквиваленте составил около 5,2 млн т. В середине 2012 г. месторождение Перегрино (бассейн Кампус), разрабатываемое компаниями Statoil и Petrobras, вышло на уровень годовой добычи 5,8 млн т. Совместное предприятие, созданное компаниями Бразилии, Великобритании, Испании и Китая по разработке подсолевого месторождения Гуара, переименованного в Сапинхоа (Sapinhoa), в 2013 г. должно выйти на проектный уровень годовой добычи около 7 млн т [9].

Нефтегазоносность впадины Мексиканского залива по первым результатам бурения скважин глубиной более 10 км

В последние 4–5 лет компанией McMoRan Exploration Co. в прибрежной мелководной зоне Мексиканского залива в районе дельты р. Миссиссипи бурятся самые глубокие скважины планеты (рис. 2). Этот район является частью сверхглубокого (до $15 \div 16$ км) осадочного бассейна Мексиканского залива и располагается над зоной растяжения земной коры его периферии. Сверхглубокое бурение ведется на палеогеновые купольные подсолевые структуры, установленные по геофизическим данным на глубине более $8 \div 8,5$ км. Ниже приводится информация по официальным отчетным данным компании McMoRan, имеющимся на ее сайте в Интернете [11, 12].

Скважинами, достигшими к настоящему времени глубин более 10 км, установлено наличие отложений верхнего, среднего и нижнего миоцена, олигоцена (формации Frigo и Vicksburg), верхнего эоцена (карбонатная формация Sparta), нижнего эоцена – палеоцена (формация Vilcox) и верхнего мела (карбонатная формация Tuscaloosa), продуктивность которых установлена ранее на суше и в глубоководной части Мексиканского залива, и в международных водах.

По данным бурения на суше и в западной части Мексиканского залива в районе Perdido, в разрезе подсолевых отложений мелководья дельты р. Миссиссипи можно предположить наличие среднеэоценовой формации нефтегазоматеринских глубоководных сланцев (аналога кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба в России), а также нижнемеловых глубоководных карбонатных и верхнеюрских мелководных терригенных (включая нефтегазоматеринские сланцы) отложений и нижнеюрских солей формации Louann.

Подсолевая структура Блэкберд (Blackbeard) расположена в 180 км к юго-западу от г. Новый Орлеан и в 45 км от побережья штата Луизиана (см. рис. 2). В своде структуры при глубине воды 21 м была пробурена скважина Блэкберд Вест (Blackbeard West), а в 4 км к востоку уже на склоне структуры при глубине воды 24 м – скважина Блэкберд Ист (Blackbeard East) [11–13].

Скважина Blackbeard West-1 расположена в блоке South Timbalier Block 168. Бурение

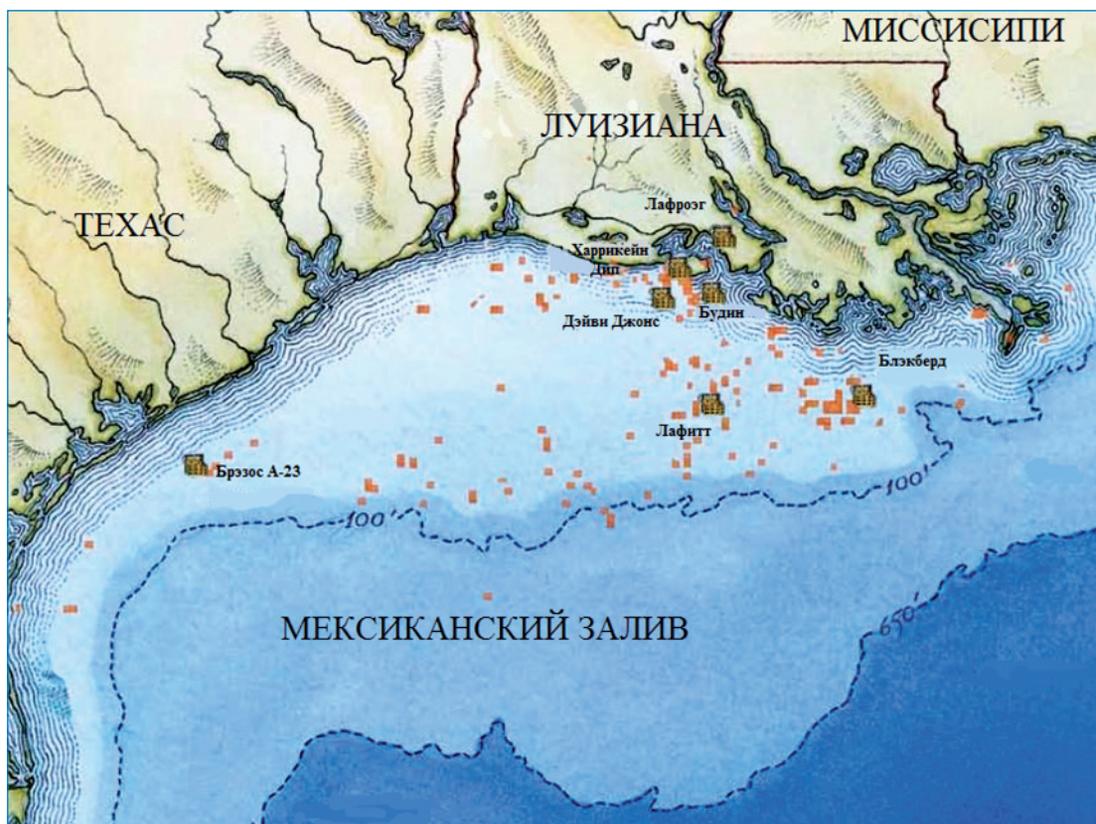


Рис. 2. Положение структур Блэкберд и Лафитт в мелководной части Мексиканского залива (глубина указана в футах)

началось в первой половине 2005 г. и первоначально осуществлялось до глубины 9164 м компанией Exxon. После ее отказа продолжать бурение из-за технических и экологических проблем оператором проекта стала компания McMoran, которая завершила бурение в октябре 2008 г. при общей глубине 10057 м и глубине ниже дна моря 10036 м. Три последующих года достигнутая глубина оставалась мировым рекордом бурения в осадочных бассейнах. На забое были вскрыты карбонатные отложения формации Sparta верхнеэоценового возраста. Скважина обсажена до глубины 8230 м. Давление на забое превышает 204 МПа. При геофизических исследованиях ниже глубины 9164 м установлены четыре зоны с потенциальным углеводородным насыщением. Ресурсы УВ оцениваются в 150 млн т у.т. Скважина временно законсервирована [13].

Скважина Blackbeard East-1 расположена в блоке South Timbalier Block 144. Бурение началось 4 марта 2010 г, окончено в январе 2012 г. Достигнутая (с использованием второго ствола) общая глубина скважины – 10180 м, ниже дна – 10155 м, фактический горизонт – карбонатные отложения формации Sparta верхнеэоценового

возраста. Эксплуатационная колонна спущена до забоя.

Бурение велось с помощью буровой установки Ralph Coffman (jackup). При глубине 9924 м произошли выброс газа, обрыв и падение на забой 1281 м бурильного инструмента. Позднее 854 м оторвавшегося инструмента было поднято, но соединиться с оставшейся 427-метровой частью инструмента не удалось. С глубины 8924 м был забурен второй ствол. Задержка в бурении скважины составила около полугода.

Данные геофизических исследований свидетельствуют о наличии выше солей в средневерхнемиоценовых отложениях на глубине 5944÷7498 м горизонтов с углеводородным насыщением толщиной 54,3 м. Параметры давлений и температур в миоценовых песках позволяют использовать при испытании пластов этого интервала традиционные оборудование и технологии.

Ниже тела солей углеводородное насыщение установлено в олигоценых формациях Frio и Vicksburg, а также в карбонатах верхнеэоценовой формации Sparta. Верхний горизонт насыщенных углеводородами песков фор-

мации Frio встречен на глубине около 9144 м. Вскрытый интервал формации Sparta в 91,5 м, насыщенный углеводородами, представлен трещиноватыми карбонатами. В настоящее время скважина законсервирована и ожидает испытаний на приток пластовых флюидов.

Подсолевая структура Лафитт (Lafitte) расположена в блоке Eugene Island Block 223 в 90 км к западу от структуры Blackbeard в акватории Мексиканского залива с глубиной воды 43 м (см. рис. 1).

Бурение скважины Лафитт – одной из самых глубоких скважин в осадочных бассейнах мира – началось 3 октября 2010 г., окончено в марте 2012 г. Достигнутая общая глубина скважины – 10413 м, ниже дна – 10370 м. Забой в отложениях верхнеэоценовой формации Sparta. Давление на забое более 210 МПа. Геофизические исследования показали наличие 35-метрового интервала углеводородного насыщения в среднемиоценовых отложениях, 17,6-метрового интервала в нижнемиоценовой формации Cris-R и 12-метрового интервала в олигоценной формации Frio (в интервале глубин 9540÷9662 м), в верхнеэоценовой карбонатной формации Sparta, а также двух насыщенных углеводородных зон суммарной толщиной 20 м в более древней, терригенной части средне-верхнеэоценового разреза – песках Jackson (Jagua), встреченных ниже глубины 10107 м. Остается открытым вопрос о присутствии в призабойной части скважины нефтегазоматеринских сланцев среднеэоценового возраста типа известных в разрезе района Perdido в западной части Мексиканского залива.

В октябре 2012 г. компания McMoran приняла план проведения исследований скважины Лафитт и оформляет необходимые разрешения на проведение работ в столь сложных условиях. Решаются вопросы изготовления компаниями Cooper Cameron, Schlumberger и Halliburton оборудования, необходимого для испытания скважин глубиной более 10000 м в условиях давлений более 210 МПа и температур более 260 °С [11, 12].

К настоящему времени в пределах глубоководной акватории Мексиканского залива пробурена целая группа скважин глубиной 8÷9 км ниже морского дна, открывших крупные нефтяные и газовые залежи. Типичными примерами для центральной части Мексиканского залива могут служить структуры **Kaskida** и **Tiber**.

Структура Kaskida расположена в Мексиканском заливе в блоке 292 каньона Китли в 400 км к юго-западу от Нового Орлеана. Бурение первой скважины, завершено 31 августа 2006 г., велось при глубине воды 5900 футов (1798 м). Скважина Kaskida имеет общую глубину около 32500 футов (9906 м), ниже дна – 8108 м. Нефтеносность установлена в неогеновых и палеогеновых отложениях. По данным геофизических исследований, в палеогеновой призабойной части вскрытого разреза установлено 800 футов (234 м) нефтегазонасыщенных песков. Геологические запасы нефти оцениваются в 3 млрд барр. (411 млн т), извлекаемые запасы – в пределах 80÷125 млн т (при коэффициенте извлечения – 20÷30 %).

Структура Tiber находится в Мексиканском заливе примерно в 400 км к юго-востоку от Хьюстона (штат Техас, США) и в 480 км к юго-западу от Нового Орлеана (штат Луизиана, США) в блоке 102 каньона Китли. Первая скважина пробурена при глубине воды 1259 м. Ее общая глубина – 35055 футов (10685 м), ниже дна – 9426 м. Бурение завершено в сентябре 2009 г. По данным геофизических исследований установлено углеводородное насыщение пород в призабойной части палеогеновых отложений. Геологические запасы нефти оценены в пределах 4÷6 млрд барр. (548÷820 млн т), извлекаемые запасы – 110÷250 млн т (при коэффициенте извлечения 20÷30 %).

В связи с получением прямой геологической информации об отложениях с глубин более 10 км во впадине Мексиканского залива необходимо обратить внимание на ряд обстоятельств. Во-первых, около одной трети разреза этой впадины в диапазоне глубин 10÷16 км остается не вскрытой бурением. Во-вторых, наличие гигантских залежей нетрадиционных (сланцевых) углеводородов более древнего возраста, например верхнемелового (Игл-Форд) или верхнеюрского (Хайнесвилл), непосредственно севернее рассматриваемой территории позволяет очень высоко оценивать углеводородный потенциал еще не вскрытых бурением отложений в диапазоне глубин 10÷16 км. В-третьих, если судить по данным глубоководных скважин в западной части впадины Мексиканского залива, можно предположить существование в районе дельты р. Миссиссипи на глубине 12÷13 км нижнеюрской соли (Louann) и, возможно, еще одного уровня подсолевых залежей УВ.

Большой геологической и неизученной проблемой является природа соляной толщи, имеющей сложное строение и широкое площадное распространение в глубоководной впадине Мексиканского залива на глубинах 5÷9 км. Геология глубоководных соляных пластов пока еще изучена не до конца, но, как показывает практика, это сложные системы с большим числом вариантов внутреннего строения, что в особенности относится к зонам швов между сросшимися слоями соли, где можно обнаружить различные проникающие включения осадочных пород из близлежащих формаций [14].

Одним из признаков активного движения соляных масс во впадине Мексиканского залива является формирование высоковязких пачек подвижных битумов в основании соляных тел мощностью от 3 до 30 м [15].

Авторы настоящей работы полагают, что во впадине Мексиканского залива масса соли замирает (заполняет, раздвигает) первоначально субгоризонтальную, но позднее нарушенную новейшими разрывами *зону разуплотнения* земной коры. Как известно, впервые зона разуплотнения была описана на глубине 9÷10 км в Кольской сверхглубокой скважине в начале 1980-х гг. Если предлагаемая модель отвечает действительности, то глубинный этаж нефтегазоносности впадины Мексиканского залива правильнее рассматривать не подсолевым, а находящимся ниже верхней зоны разуплотнения земной коры этого региона.

Можно ли отнести вышеизложенное к солям глубоководной континентальной окраины Бразилии, покажет будущее.

Нефтегазоносность Нелькано-Сетте-Дабанской зоны растяжения земной коры Востока России

К Нелькано-Сетте-Дабанской зоне отнесена территория меридионального простирания шириной 100÷150 км, расположенная между структурами архей-нижнепротерозойских пород Алданского щита и Охотского массива. Общая протяженность этой зоны между широтой поселков Хандыга (Верхоянский хребет) на севере и Нелькан на юге составляет около 600 км. На севере распространение бассейна ограничено Верхоянским орогенно-складчатым надвиговым поясом, на юге – планетарной зоной глубинных разломов Тихоокеанского кольца, определяющими положение современной северной границы Охотского моря, тектони-

ческого горста хребта Джугджур и Охотско-Чукотского вулканогенного пояса.

В геологическом отношении – это зона рифейского авлакогена, в северной части которого мощность рифейско-среднепалеозойских осадков достигает 15÷18 км [16, 17]. В процессе последующей инверсии авлакоген превратился в горст-антиклинорий хребта Сетте-Дабана. Учитывая прилегающие погруженные зоны восточной периферии Алданского щита и северо-западной периферии Охотского массива, общая площадь Нелькано-Сетте-Дабанского бассейна осадконакопления составляет 100÷120 тыс. км².

По данным геологического картирования [18, 19] мощность толщи средне-верхнего рифея достигает 5÷7 км, из которых одна треть приходится на карбонатные и две трети – на терригенные породы. В вендском разрезе (0,4÷0,5 км) одну треть составляют терригенные породы и две трети – карбонатные. Мощность сводного, преимущественно карбонатного разреза нижнего и среднего палеозоя составляет около 12 км, содержание терригенных пород – менее 3 %.

Ранее рассматриваемая территория признавалась перспективной в нефтегазоносном отношении, поскольку в рифейских и кембрийских отложениях присутствуют черные листоватые битуминозные сланцы; черные битуминозные песчаники, известняки и доломиты; кавернозные известняки с заполнением каверн асфальтитами и жидкой ароматической нефтью; строматолитовые известняки с насыщением асфальтитами; натеки и примазки нефти; нефтяные пленки на поверхности воды и интенсивный запах бензина на свежем сколе породы [20]. Химический состав битумов нефтегазоматеринских сланцев малгинской свиты (%): С – 90,36÷83,09; Н – 7,64÷10,64; S – 0,56÷1,20; N + O – 1,44÷5,07; H₂O – 1,22; золы – 0,26. Их компонентный состав (%): керотены и карбоиды – 48,38; асфальтены – 16,84÷17,50; масла – 6,35÷23,55; смолы – 29÷59,95. Растворимость битума в бензоле – 76÷79 %, в бензине – 17÷20 %, calorificity – 9300÷9500 ккал/кг.

Согласно данным анализов, битумы явно нефтяного ряда. В скважине, пробуренной на р. Большой Лаханде, с глубины 513 м был поднят керн доломитов, каверны которых были заполнены жидкой ароматической нефтью.

Нефтегазоматеринскими толщами и потенциальными объектами разработки сланцевой нефти являются верхняя часть среднерифейской

малгинской свиты толщиной до 140 м и кембрийская иниканская свита толщиной от 20÷40 до 250÷400 м. Имеются менее мощные сланцевые интервалы в других частях разреза, в первую очередь это относится к верхам верхнего отдела кембрия (бияхская и улахская свиты).

Малгинская свита (PR₂ml) в верхней части представлена битуминозными известняками темно-серого и черного цветов, с прослоями черных кремней [18]. Слоистая и микрослоистая текстуры пород обусловлены чередованием карбонатных и карбонатно-глинистых слоев. В тонкослоистых битуминозных известняках тончайшие (0,01÷0,04 мм) прослои полупрозрачного темно-бурого органического вещества чередуются с глинисто-карбонатными прослоями (до 0,15 мм), обогащенными непрозрачным органическим веществом.

Иниканская свита (Є_{1,2}in) по своему литологическому составу контрастна с ниже- и вышележащими толщами. По данным геологического картирования [19], в нижней части разреза она представлена чередованием пластов (5÷12 м) черных аргиллитов с редкими прослоями (0,2÷0,5 м) черных мелкозернистых песчаников и пачек (до 20 м) тонкого (0,02÷0,1 м) переслаивания черных аргиллитов и черных битуминозных известняков. Встречаются отдельные пласты (1÷3 м) черных окремненных и глинистых известняков. Верхняя часть разреза сложена пластами (20÷30 м) черных кремнисто-карбонатных и кремнистых пород и пачками (40÷50 м) переслаивания (0,15÷1,0 м) черных кремнистых пород, кремнистых аргиллитов, алевролитов и известняков. В основании разреза свиты присутствуют до четырех горизонтов (0,5÷14 м) черных тонкослоистых углистых кремнисто-глинистых аргиллитов, содержащих желваковые фосфориты. В его кровле отмечается прослой туфов кислого состава мощностью 3÷4 см.

Нижняя часть разреза (по ископаемым остаткам в отложениях) датируется как тойонский ярус нижнего кембрия, верхняя – как амгинский ярус среднего кембрия. В южной части листа Р-53-ХVIII [19] мощность иниканской свиты максимальна (400 м).

Разрез иниканской свиты на правом берегу р. Юдомы составляют (снизу вверх) [18]:

- аргиллиты черные сапропелевые с прослоем черных битуминозных известняков с трилобитами (бороулахский маркирующий горизонт), мощность – 1,5 м;

- мергели битуминозные черные и коричневые с включением зерен пирита, местами кремнистые, с пакетом черных сапропелевых аргиллитов в средней части; ископаемые остатки трилобитов характеризуют тойонский ярус нижнего кембрия; мощность – 9,5 м;

- мергели черные, коричневатые-черные кремнистые, в кровле пласт коричневатых-серых битуминозных известняков с тонкими пропластками кремнистых аргиллитов; ископаемые остатки трилобитов характеризуют амгинский ярус среднего кембрия; мощность – 4,5 м.

Общая мощность описанного разреза – 15,5 м. Мощность иниканской свиты в пределах этого листа – от 20 (западная зона) до 40 м (восточная зона) [18].

Иниканская свита является аналогом нефтегазоматеринского куонамского комплекса восточной окраины Сибирской платформы, который был детально изучен в скв. 7-Хоточу на Лено-Амгинском междуречье [21]. По данным этой скважины, изученная мощность куонамского комплекса составляет 79 м, он представлен чередованием темно-серых и черных известняков и силицитов, реже – породами смешанного состава с преобладанием карбонатного или кремнистого вещества, содержание $C_{орг}$ изменяется от 0,2 до 7,5 %.

Бияхская свита (Є₃bl). По данным [22], в стратотипической местности бияхская свита представлена монотонной толщиной тонкого (преимущественно по 1÷5 см) переслаивания темно-серых и черных глинистых известняков и алевролитов, черных известковистоглинистых сланцев. По всему разрезу отмечаются единичные пласты (до 0,5÷1,0 м) черных горизонтально-слоистых доломитистых известняков. Мощность свиты колеблется от 130 до 250 м. Позднекембрийский возраст определяется находками ископаемых остатков трилобитов и граптолитов.

Традиционные УВ миграционной природы могут заполнять многочисленные ловушки литологического, структурного и тектонического типов. Большой интерес в плане насыщения мигрирующими углеводородами представляет ципандинская свита (трещиноватые, пористые и кавернозные доломиты мощностью до 400 м), которая залегает непосредственно выше нефтегазоматеринских слоев малгинской свиты и имеет мощную (около 150 м) непроницаемую крышку из чередующихся аргиллитовых и алевролитовых слоев.

Присутствие в Нелькано-Сетте-Дабанском осадочном бассейне зрелых нефтегазоматеринских пород, многочисленных битумо- и нефтепроявлений, наличие различных типов коллекторов, ловушек и покрышек позволяют предполагать в его недрах значительные ресурсы как традиционного, так и нетрадиционного (сланцевые нефть и газ) углеводородного сырья. Помимо испытывавшего складчато-надвиговые деформации и инверсию осадочного выполнения рифейского авлакогена и наследующего его венд-палеозойского прогиба промышленные залежи УВ могут находиться в периферийных погруженных зонах Алданского щита и Охотского массива [23].

Нелькано-Сетте-Дабанская зона по своим размерам и набору геологических параметров вполне соответствует понятию *нефтегазоносный бассейн* (НГБ), хотя в качестве таковой она никогда не выделялась [20, 24, 25]. Этот НГБ находится между Лено-Вилюйским, расположенным к западу, и Северо-Охотским потенциально нефтегазоносным бассейном, расположенным к югу. Ближайшими к нему (600÷1000 км к западу, северо-западу и югу, юго-востоку соответственно) являются газовые и газоконденсатные месторождения Вилюйской впадины, а также нефтяные и газовые месторождения суши и шельфа северной части о. Сахалин.

Таким образом, авторы статьи ставят вопрос о целесообразности выделения самостоятельного и весьма специфического **Нелькано-Сетте-Дабанского нефтегазоносного бассейна**, приуроченного к зоне растяжения земной коры между Алданским щитом и Охотским массивом. Стратиграфическая последовательность и набор нефтегазоматеринских толщ этого бассейна в целом соответствуют бассейнам Сибирской платформы, но мощности стратиграфических подразделений, их литолого-фациальный состав и история тектонического развития существенно отличаются. Следовательно, можно говорить о чертах сходства и различия с Сибирской платформой в отношении процессов нефтегазогенерации и нефтегазонакопления, величине углеводородного потенциала и возможности выявления крупных и гигантских месторождений.

Оценка углеводородного потенциала выделяемого авторами настоящей работы Нелькано-Сетте-Дабанского нефтегазоносного бассейна в отсутствие данных глубокого бурения и

геохимических исследований требует особого подхода. Метод аналогии с близкими по возрасту площадями и месторождениями Сибирской платформы не совсем корректен, поскольку рассматривается глубокопогруженный прогиб рифтогенной природы в зоне растяжения земной коры.

Процесс оценки извлекаемых углеводородных ресурсов Нелькано-Сетте-Дабанского нефтегазоносного бассейна удобнее начать с нетрадиционных ресурсов – сланцевых нефти и газа. Имеющиеся зрелые нефтегазоматеринские сланцевые толщи (малгинская, инканская и бияльская), распространенные практически на всей площади бассейна (порядка 120 тыс. км²), могли обеспечить огромный объем нефтегазогенерации, который включает две составляющие: традиционный миграционный (в поровом кавернозно-трещинном пространстве) и нетрадиционный автохтонный сланцевый углеводородный потенциал.

Условный пересчет 50 % площади бассейна (с высокопродуктивными нефтегазоматеринскими сланцами) на минимальную суммарную толщину нефтегазоматеринских сланцевых толщ (около 50 м), минимальную извлекаемую величину сланцевой нефти (1 кг из 1 м³ породы) дает потенциал извлекаемой сланцевой нефти в объеме 3 млрд т. Если предположить, что объем извлекаемой миграционной нефти равен половине объема извлекаемой сланцевой нефти, то общий объем извлекаемой нетрадиционной и традиционной нефти можно оценить в 4,5 млрд т.

При всей условности такого расчета полученный объем ресурсов может служить основанием для планирования сейсмических и буровых нефтегазопроисловых работ. В 2013 г. в пределах Нелькано-Сетте-Дабанского бассейна впервые начинается глубокое бурение. На восточной границе Алданского щита будет пройдена Усть-Майская параметрическая скважина проектной глубиной 3700 м, с проектным горизонтом – малгинская свита среднего рифея.

На востоке России впервые выделяется самостоятельный Нелькано-Сетте-Дабанский нефтегазоносный бассейн со значительными ресурсами УВ. Значимым конкурентным преимуществом при освоении его ресурсов может стать близость к побережью Охотского моря, а значит, возможность транспортировки нефти морским транспортом без создания трубопровода большой протяженности.

Список литературы

1. Heine C. Plate kinematics and lithosphere dynamics in the evolving South Atlantic rift / C. Heine, S. Brune, A. Young et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
2. Unternehr P. Presalt evolution of the South Atlantic conjugate margin / P. Unternehr // 34th International Geological Congress. – 2012.
3. Hamsi G.P. Crustal and lithosphere thinning profiles determined along the northeast Brazilian rifted margin / G.P. Hamsi, N. Kuszniir // 34th International Geological Congress. – 2012.
4. Contreras J. Seismo-stratigraphy and numerical basin modeling of the Campos, Santos, and Peloras basin, offshore Brazil / J. Contreras, R. Zuenlke, T. Bechstaedt et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
5. Japsen P. Episodic burial and exhumation in NE Brazil after opening of the South Atlantic / P. Japsen, J.M. Bonov, P.F. Green et. al // Geological Society of America Bulletin. – 2012.
6. Magnavita L.P. Kinematics of the Cretaceous rift along the eastern Brazilian margin: implications for petroleum / L.P. Magnavita, N.M. Dehler, P.V. Zalan et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
7. Roberts E.M. Did the western and eastern branches of the East African rift system develop synchronously? / E.M. Roberts, N.J. Stevens, P.M. O’Konnor et. al // 34th International Geological Congress. – 2012.
8. Tullow finds Uganda’s shallowest oil to date // Oil & Gas Journal. – Sept. 15, 2008.
9. The Future Belongs to Brazil // Oil & Gas Journal. – June 4, 2012. – (Вкладка в журнал после 48 с.).
10. Пушаровский Ю.М. Микроконтиненты в Атлантическом океане / Ю.М. Пушаровский // Геотектоника. – 2013. – № 4. – С. 3–12.
11. McMoRan Exploration Co: Annual report 2011 // Oil and gas activities. – 2012.
12. McMoRan Exploration Co: Reports third-quarter – nine-month 2012. Results. – 2012.
13. Petzet A. Ultradeep shelf well logs four indicated pays in Miocene / A. Petzet // Oil & Gas Journal. – Nov. 10, 2008.
14. Wilson S.M. Geomechanics considerations for through and near-salt well design / S.M. Wilson, J.T. Fredrich // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, oct. 2005. – Paper SPE 95621.
15. Romo L.A. Challenges associated with subsalt tar in the mad dog field / L.A. Romo, H. Prewett, J. Shaughnessy et. al // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Anaheim, California, USA, 2007. – Paper SPE 110493.
16. Мокшанцев Д.Б. Тектоника Якутии / Д.Б. Мокшанцев, Д.К. Горнштейн, Г.С. Гусев и др. – Новосибирск: Наука, 1975. – 198 с.
17. Сагир А.В. Структура и эволюция Южного Верхоянья / А.В. Сагир, А.П. Кропачев, А.П. Бабич // Отечественная геология. – № 3. – 2002.
18. Российская Федерация. Государственная геологическая карта Российской Федерации: лист О-53-Х (Усть-Юдома). – 1 : 200 000. – М., 1998. – (Серия майская).
19. Российская Федерация. Государственная геологическая карта Российской Федерации: лист Р-53-ХVIII (Усть-Наталья). – 1 : 200 000. – М., 1998. – (Серия майская).
20. Геология СССР: в XLVIII т. – Т. XIX: Хабаровский край и Амурская область. Полезные ископаемые. – М.: Недра, 1976.
21. Парфенова Т.М. Геохимические предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток) Сибирской платформы / Т.М. Парфенова, И.В. Коровников, В.Н. Меленевский и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87–91.
22. Сухоруков В.И.. Новые данные о расчленении и корреляции улахской серии Сетте-Дабана (Южное Верхоянье) / В.И. Сухоруков, В.Н. Осипов, Ю.А. Зубков // Геология и геофизика. – 1989. – № 10.
23. Цветков Л.Д. Сланцевые углеводороды: библиогр. обзор / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова. – Ярославль, 2012.
24. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. – Т. 3: Восточная Сибирь. – СПб., 2002.
25. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции / под ред. Э.А. Бакирова и В.И. Ларина. – М., 1998.

УДК 553.982(571)

Г.П. Косачук, С.В. Буракова, С.И. Буточкина, Е.В. Мельникова, Н.В. Будревич

К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботубинской антеклизы

Ключевые слова:

Непско-Ботубинская антеклизы, месторождения, терригенная толща венда, карбонатный нижнекембрийский комплекс, нефтегазо-генерационный потенциал, миграция углеводородов, формирование залежей.

Keywords:

Nepsko-Botuobinskaya anticline, terrigenous strata Vendian, Lower Cambrian carbonate complex, oil-and-gas generation potential, hydrocarbon migration, accumulation.

Наиболее крупными месторождениями на территории Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (НБ НГО) являются: Чаяндинское, Среднеботубинское, Тас-Юряхское (нефтегазоконденсатные – НГКМ), Верхневилючанское (нефтегазовое – НГМ) и Талаканское (газонефтяное – ГНМ).

Промышленные скопления нефти и газа известны в широком диапазоне разреза от подсолевого карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия (осинский горизонт, пласты О-I, О-II, юряхский – пласты Ю-I, Ю-II, Ю-III) до терригенной базальной толщи венда (ботубинский, улаханский, харыстанский, хамакинский, талахский, вилючанский горизонты).

При рассмотрении площадного распространения залежей углеводородов (УВ) на территории НБ НГО по различным горизонтам разреза наблюдается единое поле продуктивности. В северо-восточной части НГО залежи ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов на Чаяндинском месторождении, а также ботубинского, улаханского и осинского на Среднеботубинском месторождении полностью или частично перекрывают друг друга. Подобное перекрытие залежей наблюдается также в юго-западной (хамакинский и осинский горизонты на Чаяндинском и Талаканском месторождениях) и в восточной (юряхский, харыстанский и вилючанский горизонты на Верхневилючанском месторождении) частях НГО. Схема строения залежей Верхневилючанского месторождения приведена на рис. 1.

В строении и нефтегазоносности этих месторождений важную роль играют структурные, тектонические и литологические особенности.

Структурные особенности месторождений НБ НГО заключаются в том, что они занимают самое высокое положение в пределах Непско-Ботубинской антеклизы (центральные части Непского свода и Мирнинского выступа: Чаяндинское, Среднеботубинское и Тас-Юряхское НГКМ) и северного борта Предпатомского прогиба (юго-восточный склон Непского свода и центральная часть Вилючанской седловины: Талаканское ГНМ и Верхневилючанское НГМ).

Тектонической особенностью рассматриваемых месторождений является их осложненность многочисленными разрывными нарушениями. Сквозные разрывы, затрагивающие весь осадочный разрез, встречаются относительно редко – одни дизъюнктивы развиты в кристаллическом фундаменте и низах осадочного чехла, затухая вверх по разрезу, другие, наоборот, затрагивают лишь верхнюю часть разреза. Наряду с субвертикальными разрывами отмечается наличие пологих надвигов, которые в пределах рассматриваемой зоны приурочены, как правило, к верхам донижнеюрского разреза.

Многие нарушения контролируют залежи в отдельных блоках, в то же время более мелкие нарушения контролирующим эффектом не обладают. Выделяются протяженные нарушения в основном северо-восточного простирания, менее протяженные (короткие) дизъюнктивы имеют северо-западное и западное простирание.

Литологической особенностью этих месторождений является то, что в строении всех выявленных здесь залежей решающую роль имеет выклинивание или замещение пластов; терригенные и карбонатные коллекторы продуктивных горизонтов также часто выклиниваются и замещаются.

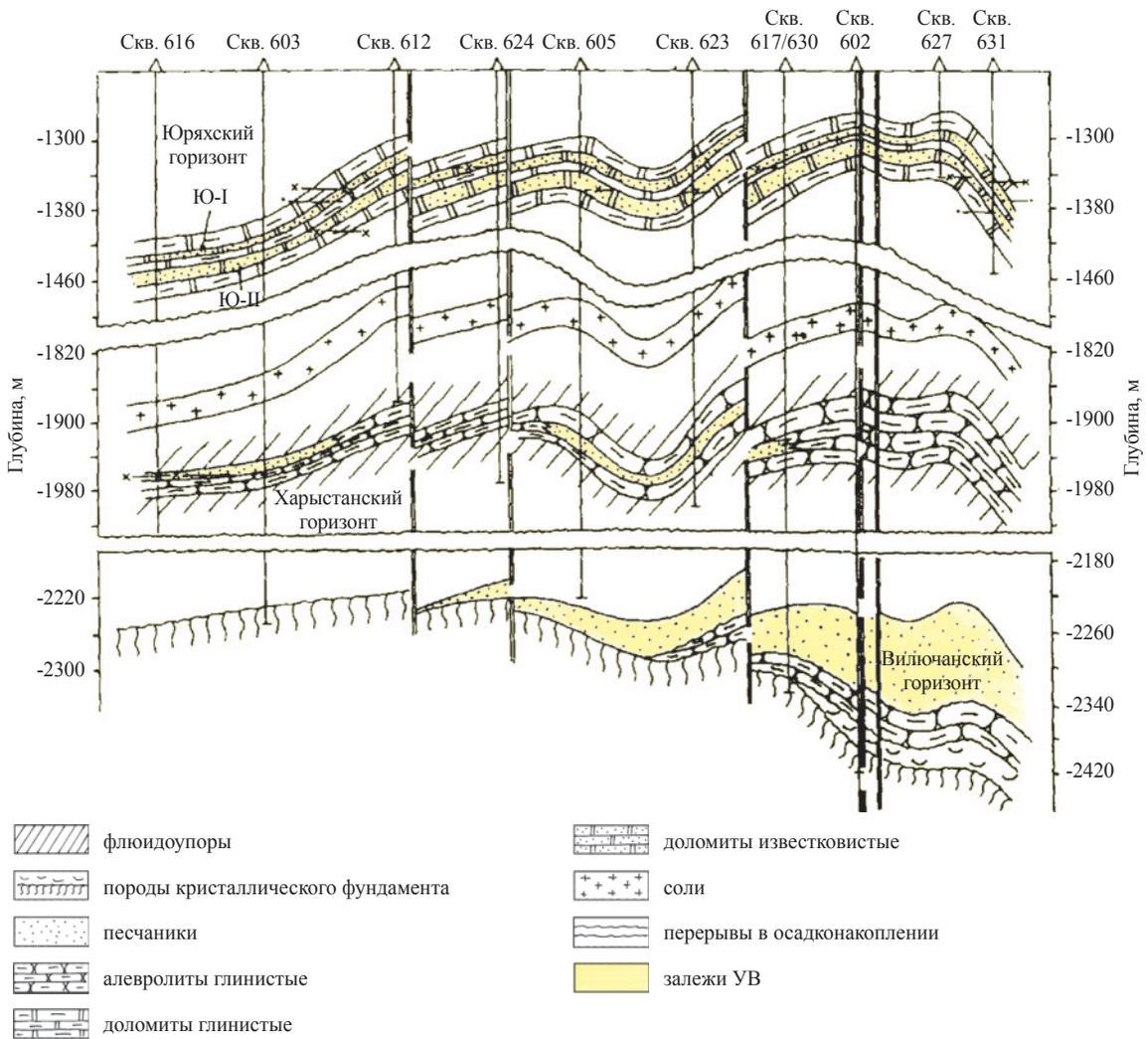


Рис. 1. Схема строения залежей Верхневилочанского месторождения

В монографии Г.Г. Шемина [1] изложены мнения многих исследователей и научных коллективов о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы, приведены результаты оценки углеводородного потенциала подсолевого карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия и терригенной базальной толщи венда по совокупности тектонических, литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических критериев, согласно которым:

- нефтегазогенерационный потенциал терригенной базальной толщи венда обладает как значительным собственным (в зонах нефтегазонакопления), так и интенсивным подтоком УВ из подстилающих рифейских толщ;
- нефтегазоносность карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия в значительной степени определяется только интенсивностью подтока УВ из подстилающих терригенных отложений и рифейских толщ;

- формирование нефтяных залежей и нефтяных оторочек происходит путем латеральной миграции УВ в ловушки из зон их генерации в Предпатомском региональном прогибе;

- движение УВ по породам-коллекторам в процессе вторичной миграции, а также последующее формирование залежей контролируются тремя силовыми факторами: капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационной сегрегацией углеводородов;

- миграция УВ как по латерали, так и по вертикали возможна, если приложенное к нефти и газу избыточное давление, определяющее их перенос, превзойдет капиллярное давление в породах, препятствующее миграции. Чаще всего это избыточное давление определяется региональным гидродинамическим напором и гравитационной сегрегацией углеводородов.

Попытаемся проанализировать приведенные выше сведения для объяснения форми-

вания нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы.

Имеющаяся геологическая информация не позволяет подтвердить формирование залежей за счет латеральной миграции УВ из погруженных зон прилегающего с востока Предпатомского прогиба. В пределах его северного борта и в крыльевых зонах положительных структур (юго-восточный склон Непского свода и центральная часть Вилючанской седловины) отсутствуют надежный коллектор, исполняющий роль аккумулятора углеводородов, и проводник, способный обеспечить вторичную миграцию углеводородов к ловушкам. Поэтому возможность миграции УВ из прогиба в структурные ловушки Непского свода и Мирнинского выступа и формирование здесь нефтяных залежей маловероятны.

Такая точка зрения основывается на локальном характере распространения пород-коллекторов карбонатного и терригенного комплексов и аргументируется следующим.

Комплекс отложений венда – нижнего кембрия содержит породы-коллекторы осинского и юряхского продуктивных горизонтов.

Осинский нефтегазоносный горизонт приурочен к подошвенной части нижнекембрийских отложений и прослеживается на всей территории НБ НГО. Региональная нефтегазоносность осинского горизонта подтверждена открытием залежей нефти и газа на Среднеботуобинском, Талаканском, Марковском, Пилудинском, Вакунайском и Верхнечонском месторождениях и нефтегазопоявлениями на многих площадях, в том числе на Чаяндинском НГКМ и Верхневилючанском НГМ. По существу он является верхним продуктивным горизонтом в разрезе осадочного чехла, содержащим скопления УВ.

Залежи осинского горизонта связаны с локально распространенными карбонатными массивами субширотного простирания, сложенными органогенными известняками и вторичными доломитами. Как правило, породы-коллекторы характеризуются эффективными толщинами 2÷9 м, только на Талаканском ГНМ эффективные толщины достигают 20÷40 м. С зонами распространения карбонатных массивов связаны коллекторы с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (максимальные значения пористости – 10÷15 %, проницаемости – 0,01÷0,1 Д).

Юряхский нефтегазоносный горизонт прослежен на Непском своде (Иктехское месторождение) и Вилючанской седловине (Верхневилючанское и Вилкойско-Джербинское месторождения), а также в сопредельном регионе – Березовской впадине (Бысахтахское месторождение).

Верхняя часть горизонта сложена доломитами, часто известковистыми, иногда глинистыми, и известняками с прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов. Местами породы пропитаны нефтью. Нижняя часть горизонта представлена известняками и доломитами с тонкозернистыми прослоями, иногда микрофитолитовыми, неравномерноглинистыми с мелкими стяжениями пирита и включениями в виде тонких прослоев и линз ангидрита, иногда с мелкозубчатыми стилолитами и трещинами, заполненными нефтью.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов резервуара невысокие: пористость изменяется от 1÷2 до 10÷15 % (иногда до 20 %), проницаемость – 0÷0,01 Д.

Толщина пород-коллекторов, как правило, составляет менее 3 м. Лишь на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизы и в Вилючанской седловине отмечается увеличение их мощности до 20 м.

Комплекс отложений терригенной базальной толщи венда содержит породы-коллекторы ботуобинского, улаханского, харыстанского, хамакинского, талахского и вилючанского продуктивных горизонтов.

Ботуобинский нефтегазоносный горизонт прослежен на Чаяндинском, Среднеботуобинском, Тас-Юряхском, Хотобо-Мурбайском, Иктехском, Иреляхском, Маччобинском и Северо-Нелбинском месторождениях. Распространен горизонт в виде песчаного бароподобного тела, вытянутого вдоль юго-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы. Максимальная толщина горизонта 30÷35 м отмечается в средней части выделенного барообразного тела, имеющего высокие коллекторские свойства пород: проницаемость – 0,2÷0,7 Д, пористость – 9÷16 %. Высокие ФЕС связаны с условиями формирования песчаников, имеют кварцевый состав и хорошую отсортированность. За пределами этой полосы толщина горизонта сокращается (или выклинивается), и коллекторские свойства песчаников резко ухудшаются.

Улаханский нефтегазоносный горизонт залегает в непосредственной близости от ботубинского и отделен от него лишь тонкой аргиллитовой перемычкой толщиной в несколько метров. Геолого-промысловые данные показывают, что в ряде случаев ботубинский и улаханский горизонты могут рассматриваться как единая гидродинамическая система. Толщина улаханского горизонта изменяется от 0 до 11 м. Коллекторские свойства хорошие: проницаемость достигает 0,4 Д, пористость – 5÷15 %. Площадь распространения горизонта ограничивается территорией, включающей Маччобинское, Иреляхское и Северо-Нелбинское месторождения, а также северную часть Среднеботубинского месторождения. К югу, востоку и западу песчаники горизонта выклиниваются.

Харыстанский нефтегазоносный горизонт распространен на территории Вилючанской седловины. На Верхневилучанском месторождении он представлен двумя прерывающимися по простиранию пластами песчаников и алевролитов толщиной 30 и 15 м с прослоями аргиллитов. В средней части месторождения нефтегазоносный горизонт прослеживается в виде линзовидной полосы, уходя за его пределы к северу и востоку. Северо-западная граница его распространения связана с выклиниванием пород, к юго-востоку песчаники горизонта уплотняются. Коллекторские свойства горизонта изменяются по площади: наряду с плохопроницаемыми песчаниками отмечены линзы коллекторов с высокими ФЕС (пористость – 9÷17 %, проницаемость ~ 0,1 Д).

Хамакинский нефтегазоносный горизонт распространен в НБ НГО не повсеместно. Он установлен на площадях юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы на Хотобо-Мурбайском, Чаяндинском и Талаканском месторождениях и представлен слабопроницаемыми заглинизированными песчаниками. Продуктивны линзовидные непротяженные пласты слабглинистых песчаников толщиной 5÷10 м, которые обладают удовлетворительными ФЕС: проницаемость – 0,01÷0,1 Д, пористость – 5÷10 %.

Талахский нефтегазоносный горизонт распространен на значительной части рассматриваемой территории. В региональном плане он ограничен линией выклинивания в северо-западном направлении и уплотнением слагающих его песчаников в юго-восточном

направлении в сторону Предпатомского прогиба. Литологически горизонт представлен плохо отсортированными, грубозернистыми, часто слабосцементированными песчаниками с большим количеством глинистого материала. Коллекторские свойства горизонта невысокие. Хорошо проницаемые песчаники прослеживаются в виде линзовидных прослоев толщиной 5÷10 м, проницаемость которых обычно не превышает 0,05 Д, пористость – 5÷9 %.

Вилючанский нефтегазоносный горизонт на большей части рассматриваемой территории отсутствует. Он распространен лишь в пределах юго-восточной части Вилючанской седловины и на юго-восточном склоне Непского свода (вскрыт на Верхневилучанском, Вилюйско-Джербинском, Чаяндинском и Талаканском месторождениях). Линия его выклинивания в северо-западном направлении в региональном плане проходит южнее Хотобо-Мурбайского месторождения. Горизонт представлен окварцованными песчаниками, общая толщина его меняется в широких пределах – от 0 до 150 м. ФЕС коллекторов также очень неоднородны. Высокопроницаемые прослои – до 0,1 Д и более – имеют линзовидный характер и толщину, не превышающую 10÷20 м.

Таким образом, перечисленные особенности – невыдержанность по площади пород-коллекторов, плохие ФЕС, наличие многочисленных разрывных нарушений – дают основание для иной точки зрения на формирование нефтяных залежей.

Имеющаяся информация не позволяет высоко оценивать и собственный генерационный потенциал терригенной толщи рифей-венда на территории Непско-Ботубинской антеклизы. При выделении нефтепроизводящих толщ в подселевых отложениях Непско-Ботубинской антеклизы были приняты за основу следующие положения [2, 3]:

- потенциально нефтематеринским может считаться комплекс пород любого литологического состава;
- толща, отдавшая микронефть, должна быть обогащена остаточным автохтонным битумоидом, характеризующимся высоким содержанием асфальтенов и гетероатомов и низким содержанием масел;
- породы, из которых происходила эмиграция УВ, должны нести следы миграции микронефти в виде высоких коэффициентов концентрации аллохтонного битумоида;

- наибольшими нефтепроизводящими свойствами должна обладать толща, характеризующаяся наличием сапропелевого исходного органического вещества (ОВ);

- масштабы генерации и эмиграции УВ находятся в прямой зависимости от концентрации ОВ, его фациально-генетического типа, катагенетической зрелости ОВ материнских пород, коэффициента эмиграции УВ, мощности нефтегазоматеринских пород.

Согласно данным [4], геохимическая характеристика рифейских нефтепроизводящих отложений по интенсивности эмиграции жидких и генерации газообразных УВ на два порядка ниже, чем в отложениях юрхского резервуара (рис. 2, 3). Таким образом, юрхская свита способна и генерировать, и отдавать УВ, а следовательно, может быть принята за потенциально нефтематеринскую породу.

Имеющаяся информация не позволяет утверждать и то, что нефтегазоносность карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия в значительной степени определяется только интенсивностью подтока УВ из подстилающих терригенных отложений и рифейских толщ.

Для выявления генетической природы нефтей венда – нижнего кембрия в работе [5] проведено сопоставление их состава с составом хлороформных битумоидов рассеянного ОВ (ХБ РОВ) одноименных отложений на стадии катагенеза ПК–МК₁. В результате сопоставления нефтей с сапропелевым ОВ установлена близость их углеводородного состава, сходство реликтовых (н-алканов и изопреноидов) и нафтеново-ароматических УВ (рис. 4). По данным инфракрасной спектрометрии установлено, что в составе ХБ РОВ, так же, как и в масляной части нефтей, преобладают алифатические

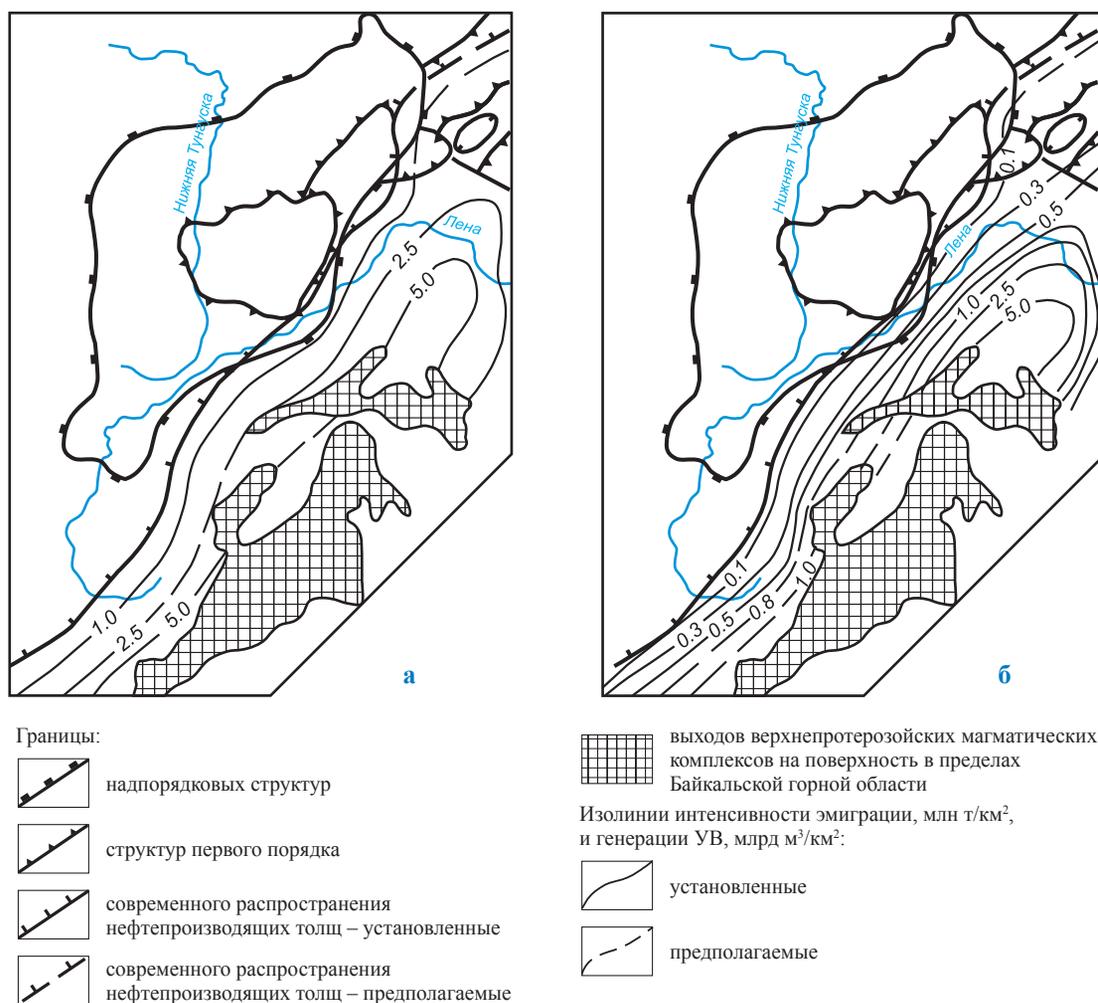


Рис. 2. Интенсивность эмиграции жидких (а) и генерации газообразных (б) УВ в нефтепроизводящих рифейских породах, обогащенных ОВ (по данным [4])

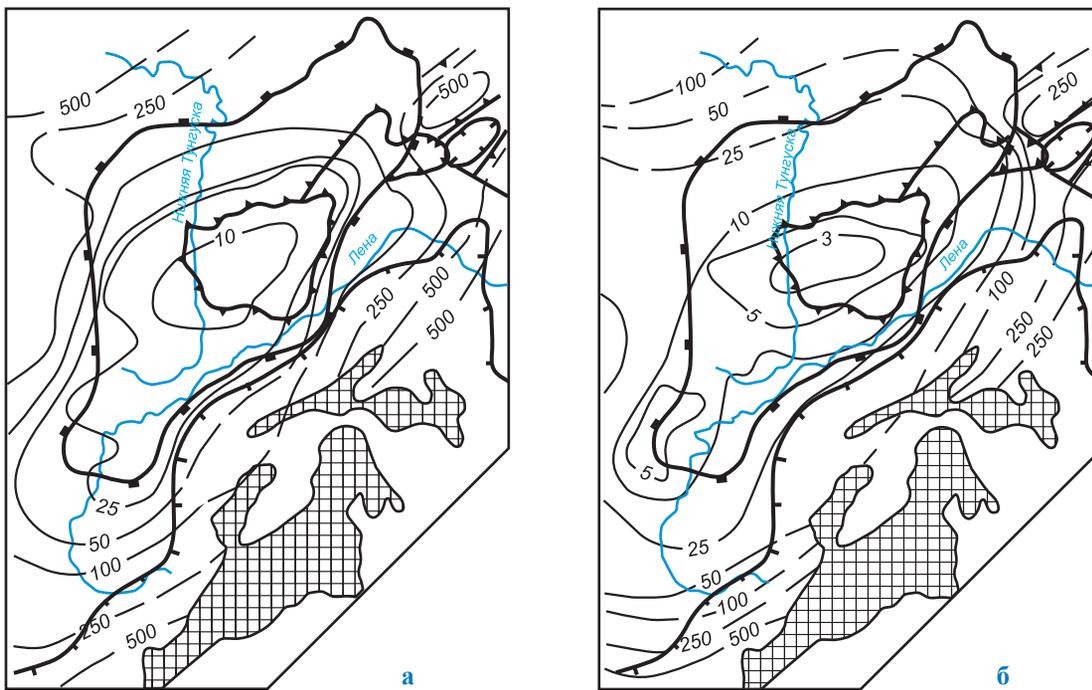


Рис. 3. Интенсивность эмиграции жидких (а) и генерации газообразных (б) углеводородов в нефтепроизводящих отложениях юрского резервуара (по данным [4]) (условные обозначения см. на рис. 2)

структуры, а содержание ароматического углерода не превышает 10 % для нефтей и 16 % для ХБ РОВ. То есть установленное сходство состава изученных нефтей и битумоидов венда – нижнего кембрия позволяет отнести эти отложения к нефтепроизводящим.

Нефти карбонатных резервуаров венда – нижнего кембрия практически идентичны по составу и тождественны нефтям нижележащих терригенных резервуаров. Независимо от соотношения УВ, смол и асфальтенов индивидуальный состав УВ и их отдельных гомологических рядов исключительно однообразен [6].

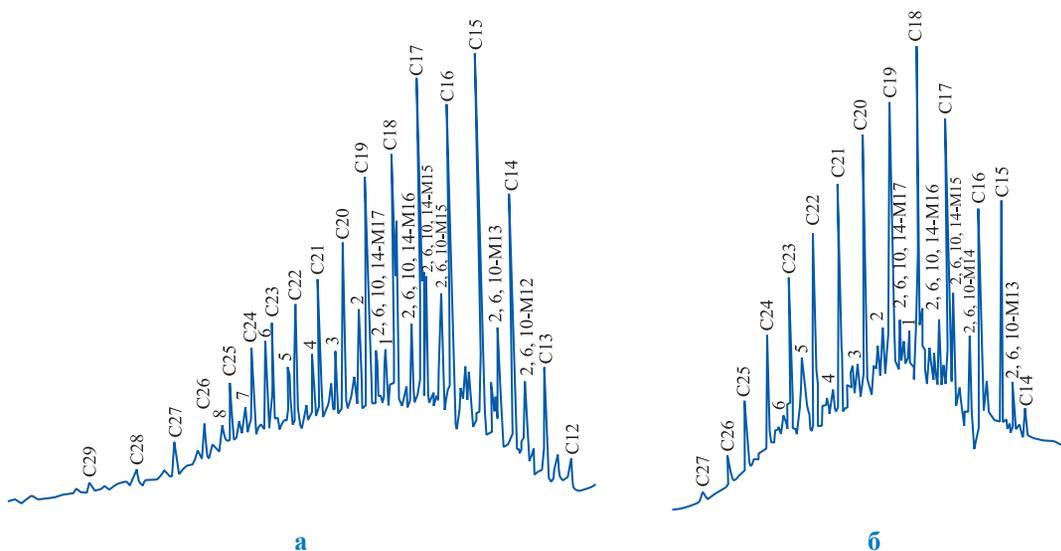


Рис. 4. Среднеботуобинское месторождение, скв. Р-37, 1464÷1612 м (нижний кембрий). Хроматограммы метаново-нафтеновых фракций: а – среднеботуобинской нефти, б – хлороформенного битумоида сапропелевого РОВ куонамской свиты (по данным [5])

Таким образом, если генетическое единство нефтей по разрезу и единый источник их генерации признаются большинством исследователей, то до сих пор нет единого мнения о конкретных очагах генерации древних нефтей, а также о характере и направлении миграции УВ из зон их генерации при формировании нефтяных залежей (оторочек).

Мнения исследователей в отношении формирования нефтяных залежей рассматриваемых месторождений приведены ниже.

Среднеботуобинское НГКМ. Нефти ботуобинского и осинского горизонтов генетически сходны между собой и имеют единую природу исходного материала. Залежи нефтей, согласно их физико-химическим свойствам, представляют собой расформированные залежи первично генерированных нефтей за счет воздействия на них больших объемов газа. Надежная изолированность залежей нефти от зон поверхностного гипергенеза соленосными толщами, низкие пластовые температуры и повышенная минерализация вод обеспечили в целом их сохранность. Отдельные признаки окисления, по-видимому, связаны с проявлением локальных гипергенных процессов [7].

Талаканское ГНМ. Нефти и конденсаты залежей осинского горизонта Талаканского месторождения близки к углеводородными флюидами месторождений северо-восточной части НБ НГО и, в частности, с нефтями и конденсатами Среднеботуобинского месторождения. Это обстоятельство дает основание считать, что они относятся к единому генетическому типу и имеют единый источник генерации. Кроме того, они имеют единую закономерную направленность изменения индивидуального углеводородного состава от нефтей к конденсатам, связанную с их фазовым перераспределением за счет растворения природным газом бензиново-керосиновых фракций нефтей. В целом же нефти осинского горизонта характеризуются меньшей плотностью, более алифатическим составом и пониженным содержанием асфальтово-смолистых компонентов. Отмеченное своеобразие, видимо, связано с небольшой степенью дегазации ранее сформированных залежей нефтей и более высокими пластовыми температурами [7].

Верхневилочанское НГМ. Стабильность значений изотопного состава углерода метана и коэффициента жирности газов в широком стратиграфическом диапазоне разреза Верхне-

вилочанского месторождения свидетельствует о формировании залежей в результате процессов вертикальной миграции (?), чему способствуют тектонические нарушения [5].

Тас-Юряхское ГНМ. В целом все нефти и конденсаты Тас-Юряхского месторождения по целому ряду параметров схожи друг с другом и с нефтями венд-кембрийских отложений других месторождений НБ НГО. Это может свидетельствовать о генетическом единстве нефтей по разрезу и едином источнике их генерации. Повышенная плотность нефти, незначительный выход бензиновых фракций, относительно повышенное содержание асфальтово-смолистых компонентов обусловлены, по-видимому, их накоплением при переформировании залежей [7].

Залежи приведенных месторождений имеют мозаичное распределение нефтяных полей, каждое из которых является самостоятельной залежью.

Согласно тектонически-экранированной модели месторождений В.С. Славкина (1995, 1999 гг.) и А.Ф. Гималтдиной [8], мозаичное распределение нефтяных полей объясняется наличием целой системы малоамплитудных разломов северо-восточного простирания, являющихся гидродинамическими барьерами для всех выявленных нефтяных залежей.

В литологической модели месторождений НБ НГО, разработанной группой исследователей во главе с В.Б. Белозеровым [8], роль барьеров, разделяющих нефтяное поле месторождения на ряд самостоятельных залежей, выполняют латеральные зоны коллектора с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Значительную роль в перераспределении нефти внутри резервуара играют также мало-мощные прослои аргиллитов и карбонатизированных песчаников, являющихся своеобразными внутренними литологическими барьерами. Эти прослои разделяют коллектор на ряд обособленных в разрезе и плане залежей.

В капиллярно-экранированной модели И.А. Иванова и др. [8], разработанной в результате литолого-фациальных исследований 1988–1991 гг., диагностируется физико-литологическая природа гидродинамического экранирования залежей в пределах НБ НГО. Притоки воды в скважинах на высоких гипсометрических отметках объясняются влиянием капиллярных сил в коллекторе.

Учитывая, что формирование залежей контролируется тремя силовыми факторами

(капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационной сегрегацией УВ), а движение УВ по породам-коллекторам обеспечивается избыточным давлением, которое определяется региональным гидродинамическим напором и гравитационной сегрегацией УВ, приведем собственную точку зрения на формирование залежей в условиях НБ НГО.

В процессе миграции углеводородные молекулы находятся в виде гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы. Вследствие этого из нефтегазоматеринской (юряхской) толщи они беспрепятственно перемещаются вместе с отжимаемыми поровыми водами за счет повышенного в процессе генерации внутривискозного давления и литостатического давления поровых флюидов. Направлением движения потока является зона разгрузки давления по пористо-трещиноватой среде и глубинным разломам. В условиях НБ НГО эта разгрузка осуществляется сверху вниз [9]. Проявление нисходящей миграции к настоящему времени зафиксировано во многих нефтегазоносных бассейнах разного возраста, с разной мощностью осадочного чехла и литологическим составом пород на различных глубинах [10]. Поэтому важно обнаружить на рассматриваемых месторождениях признаки нисходящей миграции.

Заполнение порового пространства коллектора нефтью происходит селективно, и в первую очередь ее аккумуляция идет в зонах пород с повышенной трещиноватостью или высокой пористостью. Силами, препятствующими миграционному процессу УВ в направлении сверху вниз, являются капиллярное давление в породах и гравитационная сегрегация УВ.

Региональный гидродинамический напор пластовых вод при формировании нефтегазовых залежей играет неоднозначную (созидающую и разрушающую) роль. При преобладании горизонтальной составляющей гидродинамического напора над вертикальной гомогенная смесь углеводородных флюидов и пластовых вод рассеивается в объеме пласта-коллектора в латеральном направлении.

Гидродинамический напор пластовых вод в подсолевом водоносном комплексе на изучаемой территории НБ НГО имеет в основном направление с запада на северо-восток и юго-восток. Схема гидроизобар по ботубинскому и харыстанскому резервуарам, построенная Ю.И. Яковлевым и Р.Г. Семашевым [11], и график

изменения пластовых давлений в водоносных горизонтах (по данным авторов настоящей статьи) приведены на рис. 5. Стрелками показано результирующее направление миграции УВ к участкам аккумуляции. Таким образом, местоположение залежей УВ в пласте-коллекторе определяется соотношением вертикального и горизонтального напоров.

Помимо основного фактора, которым является региональный гидродинамический напор пластовых вод, важную роль в формировании локальных скоплений залежей нефти играют ФЕС коллекторов, подстилающих нефтегазоматеринские отложения юряхской свиты.

Неоднородная по площади и разрезу фильтрационно-емкостная характеристика коллекторов является причиной избирательного заполнения отдельных участков пласта-коллектора УВ, мигрировавшими из вышезалегающих отложений юряхской свиты.

Так, в юго-восточной части месторождений НБ НГО, вопреки общей закономерности понижения водонефтяных контактов (ВНК) за счет регионального гидродинамического напора, наблюдается гипсометрически высокое их положение в пределах Южного блока Чаяндинского месторождения. Причина этого явления кроется в характеристике коллекторов ботубинского и хамакинских горизонтов, в которых осуществляется миграция УВ. Если на большей части Чаяндинского месторождения песчаники имеют суммарную эффективную толщину 8÷12 м, то в юго-восточном направлении наблюдается уменьшение эффективной толщины коллекторов до 2÷3 м и ухудшение их ФЕС за счет глинистости. Именно повышенное капиллярное давление в глинистых коллекторах с плохой проницаемостью явилось дополнительным сопротивлением, вызвавшим ослабление скорости миграции УВ на этой территории из вышележащей юряхской свиты, несмотря на благоприятные условия гидродинамического напора пластовых вод.

Как геологические, так и геохимические факторы указывают на многоэтапное переформирование залежей описываемого региона. Первичные (преимущественно нефтяные) залежи, образовавшиеся на юго-восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы, а также в ее центральной части, при повышении степени катагенеза нефтепроизводящих отложений подверглись переформированию под воздействием дополнительного подтока газообразных УВ.

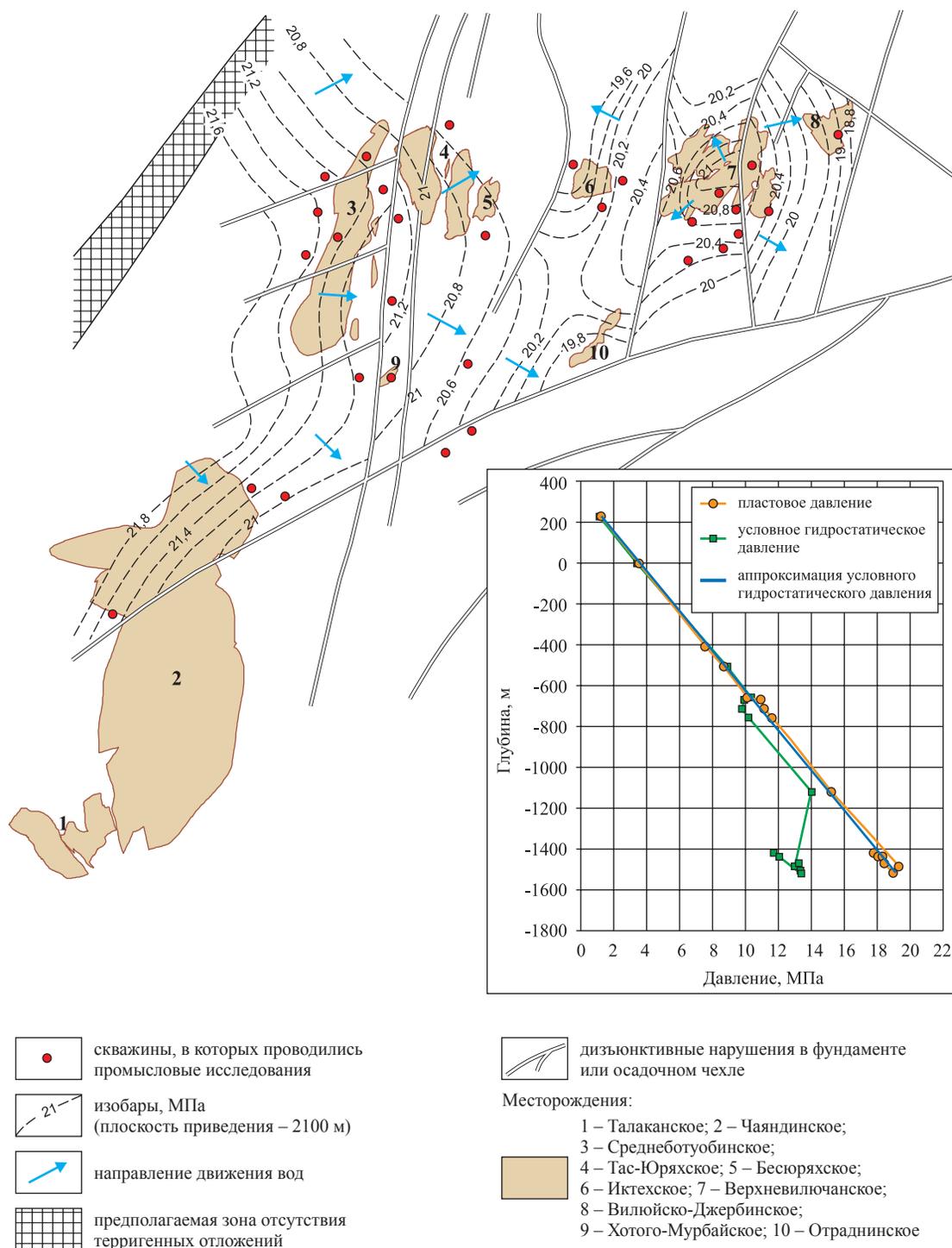


Рис. 5. Схема изменения величин пластовых давлений ботуобинского и харыстанского резервуаров и график распределения давлений в водоносных горизонтах НБ НГО (по данным [11] с дополнениями авторов)

Подток газа, приведший к переформированию залежей, изменил геохимические параметры нефтей и соотношение между отдельными группами УВ. Ранее подобная точка зрения была высказана исследователями ВНИГРИ, ВостСибНИИГТ и ЯНЦ СО АН СССР [7].

В связи с тектонической активизацией в эоцен-неогеновое время произошло разрушение залежи, а далее залечивание зон дезинтеграции в эпоху относительной тектонической стабилизации. После того, как нарушения приобрели экранирующие свойства, начался

этап формирования современных залежей. Вследствие этого в нефтяных залежах, где процесс формирования продолжается до настоящего времени, границы заполнения порового пространства коллектора УВ в различных частях залежи находятся на различных гипсометрических уровнях. Прямым признаком этого являются наклонные поверхности ВНК на Среднеботуобинском, Тас-Юряхском и других месторождениях НБ НГО.

Выявленные особенности строения и формирования нефтегазовых залежей НБ НГО поз-

воляют более обоснованно планировать направления и объемы геологоразведочных работ.

Несмотря на то, что вопросы формирования нефтяных залежей (оторочек) Непско-Ботуобинской антеклизы, изложенные в настоящей статье, неоднократно ставились авторами перед научно-технической общественностью на различных уровнях, они остаются мало изученными. Поэтому необходимость постановки специальных исследований процессов нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа в НБ НГО очевидна.

Список литературы

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 530 с.
2. Скоробогатов В.А. Газонефтеносность континентальных толщ: дисс. ... докт. геол.-мин. наук / Скоробогатов Виктор Александрович. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – 436 с.
3. Косачук Г.П. Нефтегазоносность Астраханского свода: обз. инф. / Г.П. Косачук. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 99 с. – (Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений»).
4. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / под ред. А.Э. Конторовича. – Вып. 7: Непско-Ботуобинский регион. – Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1994. – 76 с.
5. Бодунов Е.И. Геохимическая характеристика газов и нефтей Ботуобинского района Якутии / Е.И. Бодунов, А.Н. Изосимова, И.Н. Зуева и др. // Геология нефти и газа. – 1981. – № 8. – С. 20–29.
6. Анциферов А.С. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 245 с.
7. Геология и геохимия нефтей северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы. – Якутск: ЯНЦ, 1989. – 168 с.
8. Гималтдина А.Ф. Комплексные геофизические исследования разноуровневых водонефтяных контактов малоамплитудных залежей Западной Сибири: дисс. ... канд. геол.-мин. наук. – М.: МГУ, РФФИ. – 2012.
9. Изюмченко Д.В. Возможность подземного захоронения промышленных стоков на Чаюндинском месторождении / Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, С.В. Буракова и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 34–36.
10. Абукова Л.А. Модели и механизмы нисходящей миграции УВ из осадочного чехла в приподнятые блоки фундамента / Л.А. Абукова // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – М.: ГЕОС, 2007. – С. 191–209.
11. Яковлев Ю.И. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа / Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев // Геология нефти и газа. – 1982. – № 9.

УДК 622.276.5(571.5)

С.В. Буракова, Д.В. Изюмченко, И.И. Минаков, В.А. Истомина, Е.Л. Кумейко

Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаюдинского НГКМ)

Ключевые слова:

газоконденсатные залежи, нефтяные оторочки, коэффициент извлечения нефти (КИН), вытесняющие агенты, методы извлечения нефти.

Keywords:

gas condensate deposits, oil rims, oil recovery factor (ORF), displacement agent, reservoir-producing methods.

Многие газоконденсатные залежи месторождений Восточной Сибири, освоение которых начнется в ближайшие годы, характеризуются наличием нефтяной оторочки – нефтяной части газонефтяной или газоконденсатно-нефтяной залежи, размеры и геологические запасы которой существенно меньше ее газовой (газоконденсатной) части. По условиям залегания выделяют: сплошные нефтяные (т.е. подстилающие газоконденсатную область залежи) и кольцевые, или окаймляющие (нефть залегает в виде узкого кольца или цепочки фрагментов кольца), оторочки.

Нефтяные оторочки могут иметь разное происхождение. Конденсационные оторочки формируются в пластовых условиях за счет ретроградной конденсации из сжатых газов части растворенных жидких углеводородов. Остаточные нефтяные оторочки образуются в результате обратного испарения. Выделяются также оторочки смешанного типа.

Основные типы газоконденсатных залежей представлены на рис. 1.

Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи с тонкими нефтяными оторочками относятся к залежам углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Как известно, при традиционной схеме разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения коэффициент извлечения нефти (КИН) по таким объектам находится в лучшем случае на уровне ~ 10 %. В то же время при освоении нефтяных оторочек традиционные технологии поддержания пластового давления методом заводнения оказываются малоэффективными. Поэтому усилия исследователей в настоящее время направлены на поиск инновационных решений, обеспечивающих более высокие КИН.

Проблемам разработки залежей с нефтяными оторочками посвящено много научных публикаций [1–13]. Эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками зависит от многих факторов: степени разведанности запасов нефти и газа; типа залежи; соотношения геологических запасов нефти и газа, их абсолютных значений; содержания конденсата в пластовом газе; уровня технической оснащенности нефтегазодобывающей промышленности;

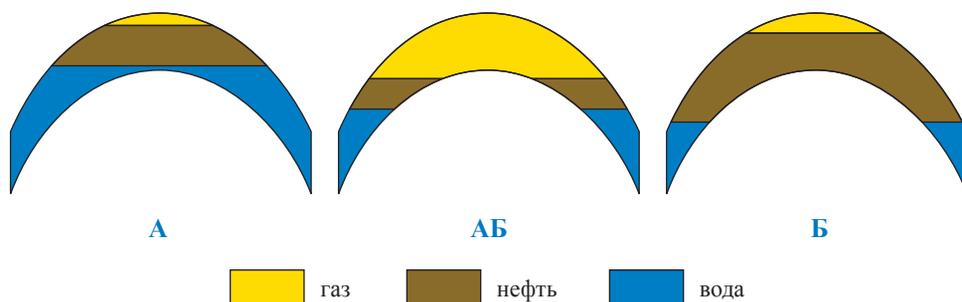


Рис. 1. Основные типы газоконденсатных залежей с оторочками: А – массивная (с подстилающей оторочкой или нефтяная с газовой шапкой); АБ – пластовая (с кольцевой оторочкой); Б – пластовая (с подстилающей оторочкой и газовой шапкой)

технико-экономической политики в области нефтегазодобычи и др. При этом основное влияние на КИН оказывают высота этажа газонасыщенной и соотношение объема газонасыщенной части к объему нефтенасыщенной части залежи. Чем больше это соотношение, тем ниже получаемый КИН [1].

Особенности геологического строения таких залежей обуславливают различные осложнения в ходе разработки, связанные с локальной и общей деформацией водонефтяных и газонефтяных контактов (ВНК, ГНК), потерей значительных объемов нефти в обводненных и газонасыщенных зонах пластов и даже частичным или полным расформированием запасов залежи. В итоге КИН нефтяных оторочек оказывается крайне низким.

Основные проблемы разработки нефтегазовых залежей (и газовых залежей с нефтяными оторочками) сводятся к следующему [2]:

- практически неуправляемое подтягивание газовых конусов к добывающим нефтяным скважинам и их загазовывание;
- существенные перемещения ГНК вниз и защемление нефти (расширение газовой шапки) при отборах нефти;
- смещение оторочки вверх и, как следствие, ее размазывание при добыче газа из шапки;
- выпадение конденсата при добыче газа.

По характеру воздействия на нефтяную оторочку в ходе ее освоения выделяют четыре группы воздействий:

- 1) отделение оторочки от газовой шапки (барьерные методы);
- 2) переформирование оторочки (смещение или испарение);
- 3) удержание оторочки в динамическом равновесии;
- 4) вытеснение нефти из оторочки.

По мнению многих специалистов, условием достижения высокого КИН является создание в пласте разделительного слабопроницаемого экрана между нефтяной оторочкой и вышерасположенной газонасыщенной частью коллектора. При создании экрана на уровне ГНК становится возможной разработка нефтяной оторочки как аналога отдельной нефтяной залежи.

Технологические проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири рассмотрим на примере ботуобинской залежи Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Продуктивными отложениями Чайнинского НГКМ, открытого в 1980 г. на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия), являются отложения ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда (рис. 2).

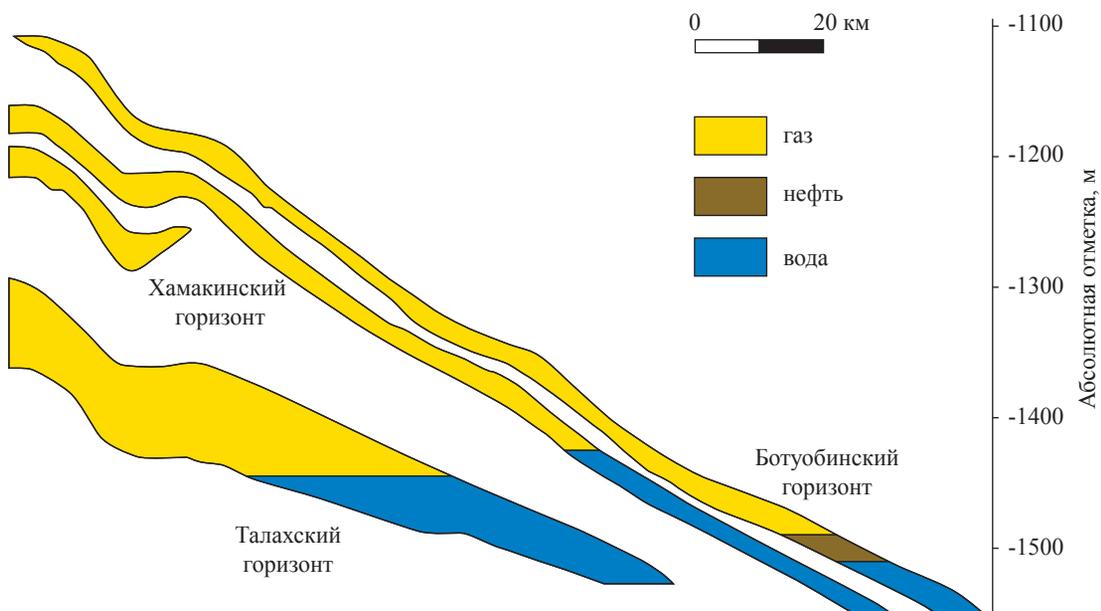


Рис. 2. Геологический разрез Чайнинского НГКМ

По геологическому строению эти залежи углеводородов сложные, пластовые, литологически и тектонически экранированные, отличаются аномально низкими пластовыми давлениями (12,0÷13,5 МПа, что на 15÷30 % ниже гидростатического) и пластовыми температурами (9÷14 °С). Пластовый газ ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов содержит в значительных количествах этан, пропан, бутан, C_{5+} , а также неуглеводородные компоненты – азот (до 8 % об.) и гелий (до 0,65 % об.). Коллектор терригенный, характеризуется наличием солей (галитовых и калийных) и высокой анизотропией по проницаемости, причем имеются высокопроводящие пропластки (или трещины). Пластовая (внутриконтурная и законтурная) вода высокоминерализована (до 350÷400 г/л). Важно подчеркнуть, что при существующих термобарических условиях ботубинская залежь была бы газогидратной, если бы не столь высокая минерализация пластовой воды.

Залежь ботубинского продуктивного горизонта Чайнинского НГКМ имеет небольшую толщину (8÷12 м) и является газоконденсатной с нефтяной оторочкой, тектонически и литологически экранированной. Геологические запасы нефтяной оторочки (северный и южный блоки залежи) – около 200 млн т (категории $C_1 + C_2$). Тип оторочки – подгазовая при отсутствии чисто нефтяной зоны. В рамках классификации по геометрической форме и расположению этот тип нефтяной оторочки представляет собой краевую, а точнее, краевую двухконтактную залежь [3]. Что касается ее генезиса, нефтяная оторочка ботубинской залежи Чайнинского НГКМ может относиться к оторочкам остаточного типа, образованным в результате обратного испарения углеводородов бензинокеросиновых и масляных фракций. Следует отметить, что у специалистов нет единого мнения относительно критериев диагностики генетического типа нефтяных оторочек газоконденсатных залежей. Не исключено, что нефтяная оторочка ботубинской залежи может быть отнесена к оторочкам смешанного генезиса, которые образуются в результате конденсации из газовой области залежи части жидких углеводородов.

Пластовая нефть ботубинской залежи относится к средним по плотности и газонасыщенности. Ее плотность составляет 830 кг/м³ в пластовых условиях, 878 кг/м³ – в стандарт-

ных. Низкая пластовая температура обуславливает повышенную вязкость пластовой нефти (10,71 мПа · с). По содержанию компонентов нефть характеризуется как смолистая (15,84 %), парафинистая (2,48 %) и сернистая (0,81 %) [1, 4].

Выделим основные факторы, которые следует учитывать при разработке нефтяной оторочки Чайнинского НГКМ: сложность геологического строения и низкий энергетический потенциал залежи (аномально низкое пластовое давление, низкая пластовая температура, ожидаемая невысокая продуктивность нефтегазовых скважин, наличие неуглеводородных компонентов пластового газа). Принципиальным моментом здесь является нецелесообразность применения в качестве рабочего агента пресной или слабоминерализованной воды для создания разделительного экрана, вытеснения нефти и поддержания пластового давления. Это связано с отсутствием необходимых объемов водных ресурсов (по прогнозным расчетам ФГУП «ВНИГНИ»), а также с возможностью гидратообразования. Дополнительными осложняющими факторами при разработке нефтяной оторочки являются: высокая анизотропия коллектора по проницаемости при наличии высокопроницаемых пропластков; малая толщина нефтяной оторочки при значительной площади распространения; наличие неактивной законтурной воды; повышенная вязкость пластовой нефти и значительное содержание асфальтосмолистых веществ; высокая минерализация пластовой воды и наличие солей в матрице коллектора.

Далее следует обратить внимание на высокий (~ 0,26) КИН из нефтяной оторочки ботубинского горизонта, утвержденный Государственным комитетом по запасам. Он основан на результатах проведенных во ФГУП «ВНИГНИ» лабораторных экспериментов (выполненных с большими допущениями) на насыпных моделях (в ходе которых исследовалась принципиальная возможность создания непроницаемого экрана), а также на результатах моделирования разработки нефтяной оторочки северного блока ботубинского горизонта при условии полного отсечения непроницаемым барьером газонасыщенной части от нефтенасыщенной. В то же время статистические данные зарубежной и отечественной практики разработки нефтяных залежей и нефтяных оторочек указывают на более низкие фак-

тически достигаемые КИН: для нефтяных залежей они редко превышают 0,30, а для нефтяных оторочек находятся на уровне $0,05 \div 0,15$. В связи с этим представляется необходимым проведение детальных уточняющих экспериментов на реальных ядрах продуктивных отложений Чаюдинского НГКМ, что возможно, например, в Опытно-экспериментальном центре ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Подчеркнем, что до настоящего времени барьерные технологии для обеспечения одновременного освоения тонкой нефтяной оторочки и газоконденсатной части нефтегазоконденсатных залежей рассматриваемого типа не прошли промышленной апробации. Таким образом, рациональные технологические решения как по выбору системы разработки нефтяной оторочки, так и по очередности и темпам освоения запасов углеводородного сырья Чаюдинского месторождения могут быть приняты только после проведения опытно-промышленных работ [5].

Обсудим вначале перспективы освоения нефтяной оторочки Чаюдинского НГКМ в случае невозможности установить эффективный разделительный экран между нефтяной и газоконденсатной частями залежи, т.е. когда нельзя рассматривать нефтяную оторочку как самостоятельную нефтяную залежь.

Известны различные способы разработки залежей с нефтяными оторочками: на истощение, с поддержанием пластового давления, с консервацией газовой части залежи или нефтяной оторочки и др.

На месторождениях с относительно небольшими запасами нефтяных оторочек зачастую принимается решение в пользу опережающей разработки газовой части. Например, на Оренбургском месторождении нефтяная оторочка, размещенная в крыльевой части складки, разрабатывалась после начала разработки газовой части, что привело к ее расформированию и безвозвратным потерям части запасов [6]. Как отмечается в некоторых работах (см., например, работу [7]), опережающая разработка газоконденсатной зоны залежи без отбора нефти обычно является неэффективной, поскольку приводит к наибольшим потерям нефти в пласте в результате ее миграции в газонасыщенную часть залежи. Что касается одновременной разработки нефтяной части залежи и газовой шапки, то эта схема может оказаться эффективной для залежей в высокопроницаемых коллекторах с явным преобладанием

нефтенонасыщенного порового объема над газонасыщенным и активными пластовыми водами. В этом случае отбор газа позволяет преобразовать нефтегазоконденсатную залежь в нефтяную. Такому процессу также способствует и наличие в газоконденсатной зоне выпавшего ретроградного конденсата. При отсутствии указанных условий одновременная разработка нефтяной и газовой частей залежи, как и первоочередная разработка газовой шапки, приводят к серьезным рискам потери запасов нефти [5].

При невозможности создания разделительного экрана между нефтяной и газоконденсатной частями залежи первоочередной ввод в эксплуатацию нефтяной оторочки с временной консервацией газовой шапки принципиально позволяет получить большую величину КИН, чем другие возможные варианты. Однако режим разработки оторочки без поддержания пластового давления может быть эффективен только при наличии активной связи с законтурной водоносной областью (т.е. при реализации упруговодонапорного режима). Тогда при малой вязкости нефти, большом наклоне пластов и высокой проницаемости коллектора, т.е. условиях, благоприятных для гравитационного разделения нефти и газа, на малых депрессиях (малых отборах жидкости) возможен равномерный охват пластов вытеснением (режим расширения газовой шапки). При этом следует подчеркнуть, что разработка нефтяных оторочек на естественных режимах даже при благоприятных фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов занимает длительный период времени из-за необходимости вести разработку с небольшими депрессиями и малыми дебитами при уменьшающейся толщине оторочки. Однако длительная разработка нефтяной оторочки приводит к консервации запасов газовой части и, соответственно, ухудшению технико-экономических показателей.

Проведенный анализ показывает, что реализовывать режим разработки без поддержания пластового давления (естественный режим истощения) при освоении нефтяной оторочки ботубинской залежи Чаюдинского НГКМ нецелесообразно по следующим причинам.

1. Малый этаж нефтеносности и отсутствие пластов с крутыми углами падения (что могло бы теоретически обеспечить высокие коэффициенты нефтеотдачи при вытеснении нефти газом в сочетании с действием гравитационных сил).

2. Отсутствие обширной нефтяной зоны с хорошей гидродинамической связью с водонапорной областью, обеспечивающей преимущественное вытеснение нефти водой.

3. Наличие высокой анизотропии по проницаемости и предположительно высокопроводящих пропластков (суперколлекторов), а также небольшого этажа нефтеносности, что будет способствовать преждевременным прорывам газа к эксплуатационным нефтяным скважинам.

4. Наличие неактивных подошвенных вод.

5. Аномально низкое пластовое давление в залежи и, следовательно, ее низкий энергетический потенциал.

В связи с вышеизложенным для разработки газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками необходимо проанализировать возможности методов искусственного поддержания пластового давления, включающих: законтурное и внутриконтурное заводнение, закачку газа в газоконденсатную шапку и комбинированное воздействие (сочетание законтурного и барьерного заводнения и др.). При этом в зависимости от ситуации возможны различные модификации этих методов (см., например, работу [3]).

Сразу подчеркнем, что при разработке нефтегазоконденсатных залежей применение методов разработки, основанных на нагнетании в пласт воды для поддержания давления и вытеснения нефти, имеет ряд существенных ограничений, а при плохих коллекторских свойствах пород пласта оно вообще исключается. Способы поддержания пластового давления при разработке нефтяных оторочек газоконденсатных залежей методами закачки газа в газовую шапку или нефтяную зону предполагают наличие значительного этажа нефтеносности, малой вязкости нефти или повышенного содержания конденсата [8].

В то же время такие методы воздействия, как раздельное нагнетание воды и газа или водогазовой смеси, для повышения нефтеотдачи залежей с нефтяными оторочками зачастую достаточно эффективны.

Однако вариант с заводнением, по данным работы [10], уступает варианту с закачкой газа по ряду технических и технологических условий. При заводнении возможен прорыв закачиваемой воды в газонасыщенную часть разреза, что отрицательно скажется на выработке запасов газа и усложнит весь технологический

процесс добычи газа и его первичную подготовку. Применение заводнения для разработки нефтяной оторочки потребует дополнительного обустройства для организации объектов поддержания пластового давления и обезвоживания нефти. В результате обводнения добываемой продукции потребуются перевод скважин на механизированную добычу нефти. Кроме того, как отмечается в работе [11], при вытеснении нефти водой из тонких подгазовых оторочек вязкой нефти (свыше 10 сП) высока вероятность получения очень низких КИН (на уровне нескольких процентов).

Эффект от одновременного нагнетания воды и газа в пласты (т.е. от вытеснения водогазовой смесью) связан с повышением охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Как экспериментально установлено [11], повышение степени дисперсности смеси воды и газа повышает эффективность вытеснения нефти в послепрорывный период. Существенным ограничением для водогазового воздействия является малая толщина нефтяной оторочки (согласно работе [9], рекомендуемая толщина пласта – более 25 м), а для полимерного заводнения – высокая минерализация пластовой воды.

В практике добычи нефти из нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. В случае с подошвенной оторочкой закачиваемая вода достаточно быстро поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [12]. В некоторых случаях получены положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи (например, на Быстринском месторождении, пласты АС₇, АС₈) [7].

Различают три вида барьерных методов:

- 1) создание жестких барьеров (с нулевой проницаемостью);
- 2) полужестких (с резко пониженной проницаемостью);
- 3) водяных (барьерное заводнение).

Разновидностью полужестких барьеров являются полимерные экраны, создающиеся на контакте «нефть – газ» в результате закачки в скважины (без гидроразрыва) растворов, первоначально обладающих невысокой вязкостью, которая со временем существенно возрастает, обеспечивая закупоривающее действие [2]. Эффективность создания барьера между нефтяной и газовой зонами при разработке месторождений с нефтяными оторочками вводом полимера низкой концентрации отмечают многие специалисты. Основное свойство полимеров состоит в загущении воды, что приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленным различием вязкостей и неоднородностью пласта. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои. Далее за счет двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Достаточно высокая нефтеотдача может быть достигнута только в случае вытеснения нефти агентами, вязкость которых (μ_a) выше вязкости нефти (μ_n в 1,5÷2 и более раз). Максимальный эффект обеспечивается при условии $\mu_a / \mu_n \sim 3$. При вытеснении нефти традиционными агентами – водой или газом – наблюдается не только существенно меньшая по сравнению с применением двухфазных водогазовых смесей (вода – азот, вода – углеводородный газ) или водных растворов полиакриламида (ПАА) допрорывная нефтеотдача, но и крайне незначительный прирост добычи после прорыва агента. Методами физического моделирования (для условий, приближенных к условиям Чаяндинского НГКМ) была установлена высокая эффективность вытеснения нефти водными растворами ПАА низкой концентрации и водометановой смесью при различных соотношениях жидкой и газовой фаз [11].

В то же время у методов создания полимерных экранов существуют определенные недостатки. Технически трудно избирательно закачать агенты в пласт таким образом, чтобы они распространялись только вдоль контакта «нефть – газ». Направленная закачка агентов (полимерного раствора) на большие расстояния вглубь пласта практически невозможна. Особенно это трудно сделать в пластах с поло-

гим залеганием, где протяженность контактной поверхности между газонасыщенной и нефтенасыщенной зонами значительна. Возможно и взаимодействие агентов вне контакта «нефть – газ», что приведет к негативному результату – закупорке продуктивной части пласта и снижению его проницаемости [2].

При освоении нефтяной оторочки ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ с учетом низких пластовых температур и наличия газового фактора необходимо специально разрабатывать мероприятия по предотвращению образования газовых гидратов. Например, в целях предупреждения возможного гидратообразования в качестве прослойки между оторочкой водного раствора полимера и углеводородным газом газовой шапки может применяться нагнетание инертного газа, например азота, который при пластовых давлениях на уровне 13 МПа и температурах выше 9 °С не образует газовых гидратов [13]. Однако указанная технология требует дальнейшего анализа и практической доработки.

Поскольку полимеры являются дорогостоящими реагентами, то для уменьшения затрат на увеличение нефтеотдачи существенный интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. К таким методам прежде всего относится закачка пены, которая, как известно, резко снижает фазовую проницаемость нефти и газа. По этой технологии раствор поверхностно-активного вещества (ПАВ) закачивается на уровне ГНК, и пена образуется при фильтрации газа через ПАВ [2]. Таким образом, увеличение охвата залежи происходит не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти. Применение пенных систем тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта по проницаемости и соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента (воды или газа). При использовании этой технологии также следует учитывать риски, связанные с гидратообразованием.

В связи с вышеизложенным представляет интерес подход к разработке нефтегазовых залежей, заключающийся в создании на уровне ГНК неподвижного экрана и затем увеличивающегося в размерах жидкостного (водяного) барьера [12]. Назначением неподвижного экрана является предотвращение прорыва в зону

дренирования воды, закачиваемой в ходе создания жидкостного барьера; водяного экрана – разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки (т.е. недопущение прорывов газа к скважине), а также поддержание пластового давления.

В качестве примера рассмотрим последовательность реализации этой технологии в случае вертикальной скважины [12]. До начала эксплуатации добывающей скважины в межтрубном пространстве на уровне ГНК устанавливается пакер. По затрубному пространству в область газоносности нагнетается гелеобразующий раствор, который, растекаясь вдоль ГНК, создает непроницаемый (слабопроницаемый) экран заданного размера по латерали. Затем (также по затрубью) в область газоносности начинается закачка воды для формирования жидкостного барьера. Спустя некоторое время с момента закачки воды приступают к добыче нефти из нефтяной оторочки. При этом закачка воды продолжается. Жидкостной барьер оттесняет газ все дальше от забоя скважины, предотвращая его прорыв к скважине.

В качестве альтернативы могли бы рассматриваться водные растворы силиката натрия (жидкое стекло), образующие в пласте силикатные гели, которые способствуют увеличению коэффициента охвата вытеснением за счет повышенной вязкости растворов и затрудняют прорывы газа или воды. Гели обладают селективными свойствами и регулируемым временем образования (загеливания). Однако и эта технология имеет ряд недостатков и ограничений: сложность избирательной закачки композиции вдоль контакта «нефть – газ» вглубь пласта на большие расстояния; довольно высокая стоимость химреагентов; сложность подготовки закачиваемых растворов; ограниченность водных ресурсов. Неблагоприятным фактором для использования рассматриваемой технологии является также высокая минерализация пластовых вод ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ.

Рассматривая методы воздействия на пласты газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками, целесообразно также рассмотреть нагнетание агентов, обладающих физико-химическим сродством с пластовыми углеводородами. Такими агентами могут быть углеводородные растворители. Способы вытеснения нефти растворителями и получение при этом высоких КИН широко известны. Перспективным является применение растворителей, которые

могут быть получены на сырьевой базе газоконденсатной зоны. В работе [2] рассматривается метод вертикального смешивающегося вытеснения нефти закачкой оторочки растворителя (газоконденсата, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) над ГНК сверху вниз. При этом добыча нефти осуществлялась в нижней части оторочки, вблизи ВНК. Наряду с преимуществами (прорыв растворителя к добывающим скважинам не приводит к их остановке; нет проблемы образования газовых конусов, могут появляться только конденсатные; и т.д.), этот метод имеет и недостатки. Так, расположение интервала перфорации добывающих скважин вблизи ВНК может привести к быстрому появлению водяных конусов. При этом следует учитывать, что неблагоприятными факторами для использования этого метода являются небольшая толщина нефтяной оторочки ботубинской залежи и незначительное содержание в ней конденсата.

При разработке нефтяной оторочки высокая вероятность одновременного протекания процессов отложения солей и образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Для предупреждения и борьбы с такими осложнениями на нефтяных и газовых промыслах используются достаточно эффективные тепловые методы [3]. Их применение основано на увеличении температуры в призабойной зоне и стволе скважин. Оно вполне обоснованно при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне. Применение теплоносителей (в частности, горячей воды) для вытеснения парафинистой нефти повышенной вязкости дает хорошие результаты, однако в связи с потерями теплоты этот метод ограничен глубиной залегания пластов до 1500 м [9]. По всей вероятности, при разработке нефтяной оторочки ботубинской залежи приемлемо адресное применение тепловых методов (в частности, использование забойных нагревателей).

Каждому из вышеприведенных методов присущи свои преимущества и недостатки (таблица). Так, водогазовое воздействие или использование пенных систем наряду с достоинствами (повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет улучшения соотношения подвижностей вытесняющего агента

**Преимущества и недостатки технологий с использованием вытесняющих агентов
(применительно к разработке нефтяных оторочек Чаяндинского НГКМ)**

Технологии (вытесняющие агенты)	Преимущества	Недостатки
Заводнение (вода)	Простота и относительно низкая стоимость реализации	Вероятность образования конусов и прорыва воды. Отсутствие необходимых объемов водных ресурсов. Неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (вода – нефть). Низкий прогнозный КИН. Возможность гидратообразования
Закачка газа (азот, углеводородный газ и др.)	Физико-химическое средство с пластовыми углеводородами (при вытеснении нефти углеводородным газом). Создание газовой прослойки (азот) для исключения гидратообразования	Неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (газ – нефть). Высокая вероятность образования газовых конусов
Закачка водных растворов полимеров (ПАА, гипан и др.)	Возможность получения высокого коэффициента охвата пласта вытеснением за счет повышенной вязкости растворов. Снижение риска прорывов газа или воды	Сложность избирательной закачки раствора вдоль контакта «нефть – газ» вглубь пласта на большие расстояния. Ограниченность водных ресурсов. Высокая стоимость химреагентов и сложность подготовки полимерных растворов со стабильной реологической характеристикой (вязкостью). Вероятность снижения эффективности применения растворов полимеров и их устойчивости в условиях высокой минерализации пластовых вод
Водогазовое воздействие (ВГС: «вода – азот»)	Благоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (ВГС – нефть). Повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков. Возможность получения высокого КИН	Ограниченность водных ресурсов. Риск гидратообразования. Малая толщина нефтяной оторочки
Закачка горячей воды (или другого теплоносителя)	Эффективность при вытеснении тяжелой средневязкой асфальтосмолопарафинистой нефти	Ограничение по глубине залегания пластов (до 1500 м) в связи с потерями теплоты. Ограниченность водных ресурсов
Применение пенных систем	Повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет улучшения соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, а также снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков. Возможность получения высокого КИН	Высокая вероятность прорыва газа к забою эксплуатационной скважины не через экран, а под экраном (особенно при небольшой толщине нефтяной оторочки)
Закачка растворителей (газоконденсат, ШФЛУ)	Возможность приготовления растворителей на собственной сырьевой базе газоконденсатной зоны. Возможность получения высокого КИН	Небольшая толщина нефтяной оторочки и незначительное содержание конденсата в залежи
Циклическая закачка вытесняющих агентов (нестационарные методы)	Возможность регулирования степени охвата пласта. Снижение риска прорывов вытесняющих нефть агентов	Наличие ограничений, обусловленных организационно-техническими причинами и аномально низким пластовым давлением в ботубинской залежи

и нефти, снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков) имеют и значительные ограничения в случае небольшой толщины нефтяной оторочки. Применение закачки воды или водных растворов химреагентов затруднено в связи с ограниченностью водных ресурсов, вероятностью образования конусов и прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин, а также возможностью гидратообразования в системах добычи и транспортировки продукции.

На основе проведенного анализа можно сделать следующие предварительные рекомендации, направленные на повышение коэффициента извлечения нефти при освоении нефтяных оторочек Чайядинского месторождения.

1. В качестве наиболее перспективных вытесняющих агентов могут рассматриваться: газ (азот, углеводородный газ, дымовые газы и др.), водогазовые смеси (вода – азот, вода – углеводородный газ) или водные растворы полимеров (в частности, полиакриламида). С целью предупреждения гидратообразования предпочтительнее применение водогазовых смесей на базе азота, а также нагнетание азота для создания прослойки между оторочкой водного раствора полимера и углеводородным газом газовой шапки.

2. Растворы полимеров должны обладать высокой вытесняющей способностью, стабильной во времени вязкостью и устойчивостью (по отношению к солям кальция и магния)

в условиях высокой минерализации пластовой воды Чайядинского НГКМ. В связи с этим наиболее перспективным представляется использование водных растворов гипана. Закачку загущенных водных растворов целесообразно проводить в комплексе с добавками ингибитора гидратообразования (хлорида кальция и др.).

3. Учитывая аномально низкую пластовую температуру, повышенную вязкость нефти и значительное содержание асфальтосмолистых и парафинистых веществ в нефти ботубинской залежи в качестве мер по предотвращению образования АСПО целесообразно применение тепловых методов (в частности, забойных скважинных нагревателей), а также ингибиторов парафиноотложения.

4. На определенных этапах разработки нефтяной оторочки может возникнуть необходимость сочетания вышеуказанных технологий извлечения нефти с циклическими методами воздействия, позволяющими регулировать степень охвата пласта и снижающими вероятность прорывов вытесняющих агентов.

Испытания перспективных технологий разработки нефтяной оторочки целесообразно осуществлять на этапе опытно-промышленных работ на выделенном опытном участке Чайядинского НГКМ только после натурного моделирования технологий в лабораторных условиях и проведения детальных технико-экономических расчетов.

Список литературы

1. Косачук Г.П. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой / Г.П. Косачук, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2009. – Спец. вып. – С. 19–22.
2. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений: обз. инф. / М.Б. Панфилов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 96 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).
3. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарев. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 236 с.
4. Парфенова Н.М. Физико-химическая характеристика флюидов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова и др. // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: материалы II Междунар. науч.-практич. конфер. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.
5. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чайядинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 1 (спец. вып.). – С. 56–58.
6. Ибрагимов И.И. Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей: дисс. ... канд. техн. наук. – М.: РГУНГ, 2009.

7. Желтов Ю.В. Разработка нефтегазоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды / Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос // Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений: труды ИГиРГИ. – М.: Недра, 1969. – С. 190–197.
8. Полстянов Д.Е. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой // Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону: материалы XI региональной науч.-техн. конфер. – Т. 1: Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2007. – 278 с.
9. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1986. – 305 с.
10. Пантелеев А.С. Опыт промышленной эксплуатации и перспективы освоения нефтяных оторочек Оренбургского ГКМ / А.С. Пантелеев, Е.С. Гришин, И.Н. Малиновский // Геология нефти и газа. – 1990. – № 2. – С. 4.
11. Рассохин А.С. Экспериментальное обоснование методов подготовки агентов для вытеснения вязкой нефти: автореф. дисс. ... канд. техн. наук / Рассохин Андрей Сергеевич. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009.
12. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
13. Изюмченко Д.В. Особенности проектирования разработки Чайндинского гелийсодержащего месторождения с нефтяной оторочкой промышленного значения / Д.В. Изюмченко, С.В. Буракова и др. // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: материалы II Междунар. науч.-практич. конфер. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.

УДК: 339.564:622.279

В.Е. Киченко, Е.В. Семёнова

Состояние и проблемы ресурсного обеспечения экспорта восточносибирского газа

Ключевые слова: Восточная Сибирь, лицензионные участки, гелий, Газпром, Роснефть.

Keywords: Eastern Siberia, the license areas, helium, Gazprom, Rosneft.

В последнее время основные нефтегазодобывающие компании Российской Федерации проявляют большой интерес к оценке возможности роста добычи и экспорта восточносибирского природного газа (первоначально в сжиженном виде – СПГ). Ими планируются рост добычи газа, в том числе в Восточно-Сибирском и Дальневосточном регионах (начальные суммарные ресурсы газа – до 51,2 трлн м³, разведанность – менее 8 %), и формирование здесь региональных центров газодобычи (рис. 1).

На фоне наметившегося снижения добычи газа предприятиями ОАО «Газпром» в 2011–2012 гг. (табл. 1) и ее высокого планового уровня в 2020 г. следует обратить внимание на эти тенденции.

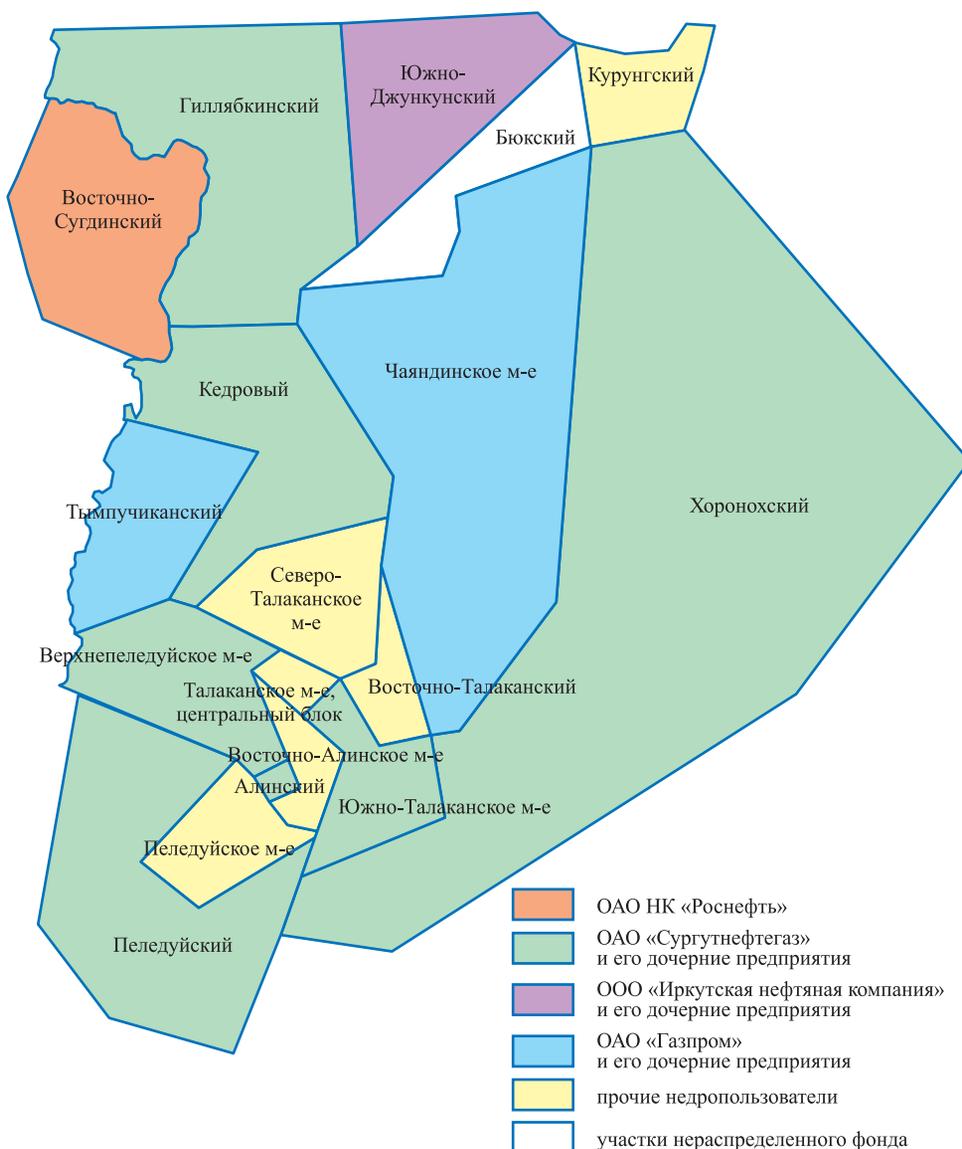


Рис. 1. Фрагмент схемы размещения лицензионных участков на территории Якутского центра добычи по состоянию на 01.02.2013 г.

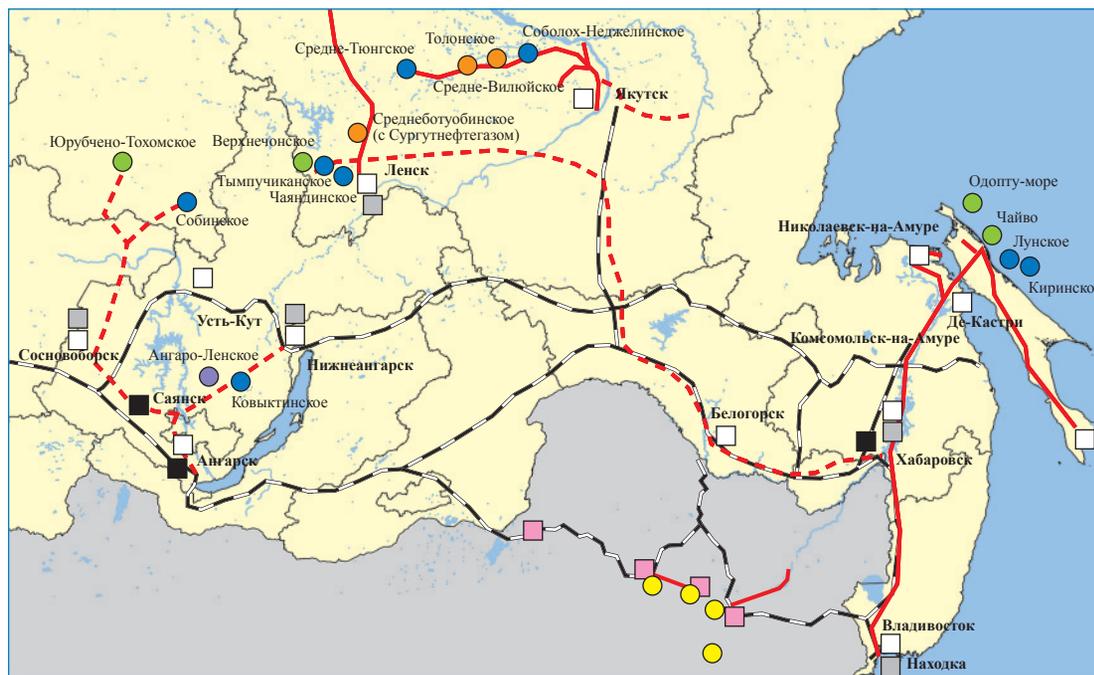
Таблица 1

Изменение уровня добычи газа ведущими нефтедобывающими компаниями РФ

Компания	Годовая добыча газа, млрд м ³		
	2011 г.	2012 г.	2020 г. (план)
Роснефть	12,8	12,5	80÷100
ТНК-ВР	12,2	13,1	
Газпром	513	479	787
Лукойл	17,9	16,9	39,4
НОВАТЭК	47,9	51	112,5
Сургутнефтегаз	13,2	12,3	–

В частности, ОАО «НК «Роснефть» стремится стать одним из потенциальных лидеров-экспортеров углеводородов в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). Компания планирует создать свои центры по добыче и переработке газа в Иркутской области, Республике Саха, Красноярском, Хабаровском и Приморском краях (рис. 2), за пять лет увеличить добычу газа на 50 млрд м³, проложить газопровод Ванкор – Хальмерпаютинское, по которому будет поставлять ванкорский газ в газотранспортную сеть ОАО «Газпром». Ближайшая цель компании – к 2020 г. достичь ежегодной добы-

чи газа в 100 млрд м³. ОАО «НК «Роснефть» и ООО «НК Итера» создали совместное предприятие, которое заключило контракт на поставку газа для РАО «ЕЭС России», заменив ОАО «НОВАТЭК». ОАО «НК «Роснефть» подписаны контракты с ОАО «Алроса-Газ» на добычу газа. Не исключено, что в будущем компания может выкупить у ОАО «Алроса» ЗАО «Геотрансгаз» и ООО «Уренгойская газовая компания». Компания «Роснефть» уже приобрела газопроводы ОАО «РусГидро», кроме того, она владеет тремя крупными нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) в Восточной



Наиболее крупные газовые и газоконденсатные месторождения:

- Группа Газпром
 - ОАО «НК Роснефть»
 - компании Республики Саха
 - ОАО «Петромир»
 - газовые месторождения северо-востока КНР
- проектируемые ГПЗ и ГХК
 - действующие НПЗ
 - проектируемые НПЗ
 - действующие НПЗ (возможно, и ГПЗ) КНР
- действующие газопроводы
 - проектируемые газопроводы
 - железнодорожные магистрали

Рис. 2. Основные газовые месторождения нефтегазодобывающих компаний РФ, планируемые ГПЗ, направления доставки продуктов переработки (и СПГ) в КНР

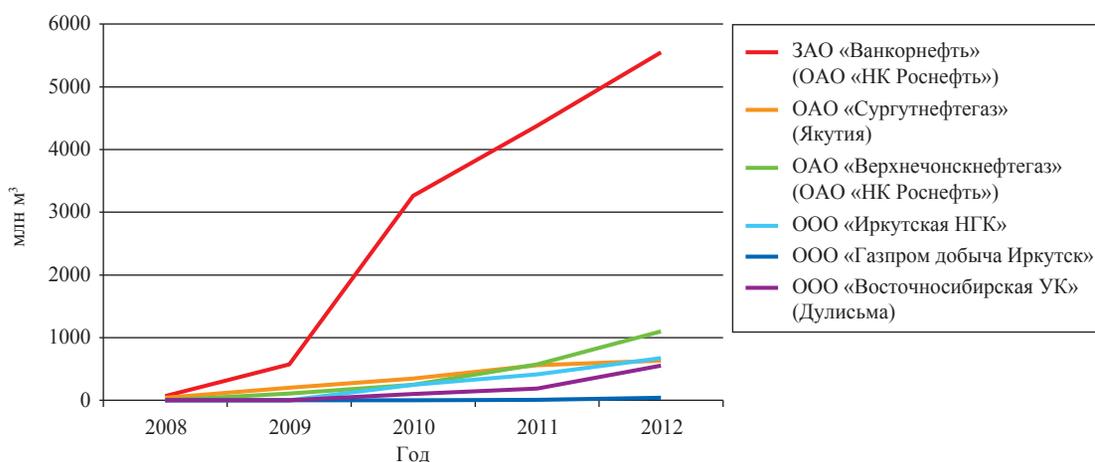


Рис. 3. Динамика добычи газа нефтедобывающими компаниями в Восточной Сибири в 2008–2011 гг.

Сибири, которые в дальнейшем можно будет использовать как базу для строительства газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) (рис. 3).

В настоящее время нефтегазодобывающие компании стремятся использовать попутный нефтяной газ, крупные запасы которого содержат Ванкорское, Верхнечонское (ОАО «НК «Роснефть») и Талаканское (ОАО «Сургутнефтегаз») месторождения Восточной Сибири.

Ведение совместного бизнеса с японскими и китайскими компаниями и приобретение в дальнейшем якутских газодобывающих компаний позволит ОАО «НК «Роснефть» добывать, перерабатывать и транспортировать газ на востоке РФ. Следует учитывать, что акционерами ОАО «НК «Роснефть» уже являются компании BP (Великобритания), CNPC (КНР) и Petronas (Малайзия).

ОАО «НК «Роснефть» активно привлекает к совместному бизнесу японские компании. В частности, совместно с Mitsui и Marubeni планируется строительство нефтехимического комплекса в г. Находка (Приморский край), совместно с Inpex и Mitsui – разработка месторождения на лицензионных участках в Иркутской области.

Некоторые американские, японские и корейские компании планируют принять участие в строительстве ГПЗ в дальневосточном регионе РФ. В частности, Exxon-Mobil (США), Kogas (Корея) и Sumitomo (Япония) намерены участвовать в строительстве ГПЗ в бухте Декастри Хабаровского края, где уже есть порт и нефтяной терминал. Японскую компанию Marubeni интересует возможность размещения газохимического производства в районе г. Комсомольске-на-Амуре.

Большой интерес к развитию газопереработки проявляют администрация Республики Саха (Якутия) и независимые нефтегазодобывающие компании, расположенные на ее территории, – ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» и ОАО «Алроса-Газ». Здесь планируется дальнейшее развитие и наращивание мощности Якутского ГПЗ (к г. Якутск уже проложена железная дорога от Байкало-Амурской магистрали). Администрация Хабаровского края планирует построить два комплекса приема, хранения и регазификации СПГ в районе г. Николаевск-на-Амуре мощностью 8 млн м³/год.

Следует отметить, что ОАО «Газпром» совместно с ООО «Иркутская НК», ОАО «Сибур-Холдинг» и Marubeni проектирует строительство геохимического производства в районе г. Собинска. Из Якутского центра предприятиями ОАО «Газпром» в восточном направлении планируется поставлять 30–44 млрд м³ газа/год (в том числе с Чайдинского месторождения – 25 млрд м³). К 2018 г. планируется ввести в эксплуатацию газопровод Якутск – Хабаровск – Владивосток пропускной способностью 38 млрд м³/год.

Особенностью ряда месторождений Восточной Сибири является высокое содержание гелия в составе газа, что представляет интерес для газового рынка.

В РФ сосредоточено около 34 % мировых запасов гелия, большая часть которых находится в Восточной Сибири (более 87 % запасов РФ, выработанность – менее 10 %, запасы – более 8,6 млрд м³ [1–3]).

Основные гелийсодержащие месторождения, за исключением Среднеботуобинского

(ОАО «Алроса-газ», ООО «Тас-Юрхя нефтегазодобыча», ОАО «Сургутнефтегаз») и Ангаро-Ленского (ООО «Петромир»), принадлежат ОАО «Газпром», которое совместно с компаниями Air Liquide (Франция), Linde (Германия) и Matheson (Япония) планирует строительство гелиевого завода в районе г. Белогорска Амурской области (запуск в 2018 г.).

Предполагается, что потребность в гелии будет неуклонно расти (к 2030 г. – до 300 млн м³/год). В настоящее время в мире производится около 190 млн м³ гелия/год (более 50 % в США), в том числе в РФ – 9,6 млн м³ [4]. Согласно Генеральной схеме развития газовой отрасли России к 2030 г., добыча гелия должна составить 70 млн м³. При полномасштабной разработке месторождений добыча гелия в Восточной Сибири к 2030 г. достигнет 80÷110 млрд м³ [5]. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке возможно добывать до 200 млн м³/год [4].

В 2012 г. с завода СПГ на о. Сахалин (проект «Сахалин-2», в котором участвует ОАО «Газпром»), как и в 2011 г., поставлялось

10,5 млн т СПГ (в 2010 г. – 9,6 млн т) [6]. Кроме того, под Владивостоком строится завод СПГ (сдача в эксплуатацию – к 2018 г.), мощность которого, согласно плану ОАО «Газпром», должна составить 15 млн т [7].

В связи с ростом цен на СПГ в странах АТР возможно дальнейшее наращивание производства газа на участках проекта «Сахалин-1» (ОАО «НК «Роснефть» – 20 %). Однако весь газ (7,7 млрд м³), добытый в 2011 г. в рамках проекта «Сахалин-1», был закачан обратно в пласт из-за нерешенности вопроса сбыта. В целом на востоке России из 33,6 млрд м³ добытого газа было закачено в пласт 12 млрд м³.

При сохранении высоких темпов роста потребления СПГ в странах АТР, прежде всего в Японии и Китае, планируется в дальнейшем увеличить мощность завода СПГ на о. Сахалин до 20÷25 млн т [8]. В настоящее время российский СПГ, экспортируемый в КНР, получают только в двух портах (рис. 4). За последние несколько лет в Китае отмечается значительный рост поставок импортного газа в виде СПГ и цен на него (табл. 2).



Рис. 4. Современные мощности приема СПГ в портах КНР

Таблица 2

Объем и цена импорта СПГ в КНР

Год	Импорт, млн т	Цена, долл./т
2009	7,63	330 (усредненная)
2011	12,2	472
2012	17	540
2020	65	–

Таблица 3

Сопоставление цен на газ из разных источников газоснабжения КНР

Источник газа	Себестоимость, долл./т · м ³
Австралийский (СПГ)	250÷360
Среднеазиатский (трубопроводный)	320
КНР (сланцевый)	370
КНР (природный)	120÷268
Российский трубопроводный газ на границе с КНР	200÷280

Исходя из того, что уже в 2012 г. цена 1000 м³ импортируемого трубопроводного газа превысила 410 долл. (что дешевле поставок газа того же объема в виде СПГ), повышаются перспективы реализации договора о его поставках в КНР. Кроме того, КНР планирует на 2015 г. импорт 50 млрд м³ газа (в виде СПГ – около 37,8 млн т).

После 2017 г. Австралия сможет поставлять на рынок АТР 72 млн т СПГ, в том числе 70 % – в Японию, 21 % – в КНР (80 % этого объема уже законтрактовано). К австралийским поставкам в АТР после 2015 г. присоединится и Папуа – Новая Гвинея (15 млн т) [9].

Газ Якутии и Иркутской области, поступающий для производства СПГ на Владивостокский завод, по себестоимости уступает австралийскому и катарскому газу [9]. В табл. 3 приведены обобщенные оценки себестоимости

газа и его доставки потребителям восточного побережья КНР (по состоянию на 2012 г.).

Согласно прогнозам ряда экспертов, в ближайшее время рост спроса на СПГ в Японии (71 % экспорта российского СПГ) замедлится, в том числе из-за планируемого возобновления работы ряда остановленных атомных электростанций, разработки скоплений газа в гидратном состоянии, увеличения контрактов на поставки СПГ и сланцевого газа из США и Канады. Цена 1000 м³ импортируемого Китаем газа стабилизируется к 2020–2021 гг. и затем будет плавно снижаться.

Таким образом, планируемое ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» строительство ГПЗ вдоль магистральных газопроводов и железных дорог в направлении к КНР (см. рис. 2) может стать решающим фактором при выборе ее правительством поставщиков газа и продуктов газопереработки.

Список литературы

1. Гладков Е.А. О возможных ресурсах матричной нефти в Восточной Сибири / Е.А. Гладков // Горные ведомости. – 2012. – № 7. – С. 16–23.
2. Ефимов А.С. О состоянии и перспективах ресурсной базы углеводородов, геологоразведочных работ и лицензировании недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / А.С. Ефимов, А.А. Герт, П.Н. Мельников и др. // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 57–74.
3. Столыпин В.И. Запасы, производство и потребление гелия в России / В.И. Столыпин, С.А. Молчанов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 2. – С. 9–10.
4. Фролов А. Российский гелий ждут во всем мире / А. Фролов // Газпром. – 2012. – № 11. – С. 20–23.
5. Зачем России добывать гелий? // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 20. – С. 40–43.

6. Больше СПГ // Газпром. – 2012. – № 7–8. – С. 14.
7. Савунов К.В. Современные российские проекты по производству сжиженного природного газа / К.В. Савунов // Газовая промышленность. – 2012. – № 8. – С. 60–63.
8. Виноградова О. За цитатами Газпрома / О. Виноградова // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 15–16. – С. 96–99.
9. Угроза из южного полушария // Разведка и добыча. – 2012. – № 3. – С. 31–34.
10. Баскаев К. Кому нужен солнечный газ? / К. Баскаев // Нефть России. – 2011. – № 6. – С. 42–43.
11. В погоню за НОВАТЭКом // Нефть и капитал. – 2012. – № 4. – С. 14–17.
12. Кирилов Д. Восполнение – 136 % / Д. Кирилов // Газпром. – 2012. – № 4. – С. 6–9.
13. Конторович А. Защищая статус газовой сверхдержавы / А. Конторович, Л. Эдер, И. Филимонова // Нефть России. – 2012. – № 10. – С. 72–79.
14. Коржубаев А. Формируя новую реальность / А. Коржубаев, И. Соколова, И. Филимонова // Нефть России. – 2012. – № 1. – С. 6–12.
15. Мастепанов А. Китай формирует газовую промышленность 21 века / А. Мастепанов, И. Ковтун // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 6. – С. 42–56.
16. Мкртычян Я.С. Гелий России / Я.С. Мкртычян, А.В. Мамаев, Д.В. Селиванов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 102 с.
17. Набатова М. Роснефть отвоевывает рынок газа / М. Набатова // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 1. – С. 58–60.
18. Оргель Л.Д. Рынок гелия России и его роль в мировом производстве / Л.Д. Оргель // Минеральные ресурсы России. – 2011. – № 2. – С. 67–71.
19. Собко А. Большой скачок / А. Собко // Нефть России. – 2012. – № 5. – С. 86–89.
20. Терещенко В. У истоков ВСТО / В. Терещенко // Нефть России. – 2011. – № 4. – С. 44–47.
21. Чэнлинь Лю. Ресурсоемкий Китай / Лю Чэнлинь, Че Чанбо, Чжу Цзе, Ян Фулинь // Oil and Gas Journal Russia. – 2012. – № 1. – С. 34–37.
22. Эдер Л.В. Итоги работы газовой промышленности России в 2011 г. / Л.В. Эдер // Минеральные ресурсы России. – 2012. – № 5. – С. 54–60.

УДК 553.98:550.8

С.Б. Коротков

Вертикальные каналы миграции углеводородов и их роль в формировании глубокопогруженных залежей

Ключевые слова:

углеводороды, миграция, вертикальные каналы, формирование залежей, глубокозалегающие горизонты.

Keywords:

hydrocarbons, migration, downtake, accumulation, deep horizons.

В осадочно-миграционной теории нефтидогенеза латеральной субгоризонтальной миграции углеводородов придается основное, а вертикальной миграции – подчиненное значение. Выдержанность проницаемых пластов на большой площади обеспечивает условия для региональных потоков геофлюидов, в том числе подземных вод. В идеале образуется флюидодинамический режим артезианского бассейна. Предполагается, что углеводородные флюиды также могут перемещаться на большие расстояния по латерали [1].

В историческом аспекте рассматривались различные механизмы латеральной миграции. Наибольшее признание получила теория струйной миграции, предложенная В.П. Савченко и получившая развитие в трудах многих видных ученых (А.Л. Козлов, В.Н. Корценштейн, С.П. Максимов и др.). В соответствии с ней ловушки, расположенные на путях струйной миграции, заполняются углеводородами, а находящиеся вне этих путей остаются пустыми.

В прикладной геологии задача поисков путей струйной миграции никогда не ставилась, поэтому не разрабатывались и соответствующие технологии. Геологи уже более ста лет руководствуются «антиклинальной технологией»: в районе с установленной нефтегазоносностью ведется поиск антиклинальных структур, в контурах которых осуществляют поисково-разведочное бурение.

Именно для решения этой задачи разрабатывались и постоянно совершенствовались технические средства, а также геофизические, геохимические и даже аэрокосмические методы. Основным средством выявления ловушек антиклинального типа на протяжении последних пятидесяти лет была и остается сейсморазведка методом отраженных волн с многократным суммированием зарегистрированных данных в общих точках наблюдения.

Сейсморазведкой покрывается вся потенциально нефтегазоносная территория, на учет ставятся все выявленные структуры, которые разбуриваются, начиная с наиболее крупных поднятий и заканчивая мелкими. Примеры можно не приводить, поскольку подобное развитие поисково-разведочных работ характерно для всех без исключения старых нефтегазоносных районов России и мира. Пока поисково-разведочные работы проводились преимущественно на малых и средних глубинах, такая практика себя оправдывала. Однако по мере увеличения глубин поиска, эффективность работ снижалась, резко и необъяснимо увеличилась доля пустых структур. Помимо чисто технических причин это обусловлено недостатками научно-методического характера, выразившимися в низкой точности локального прогнозирования зон концентрации ресурсов, выбора первоочередных объектов для бурения, обоснования целевых горизонтов. Таким образом, назрела объективная необходимость в модернизации модели формирования глубокопогруженных месторождений с учетом особенностей строения глубоких горизонтов [2].

На больших глубинах (глубже 4,0–4,5 км, иногда и на 3–3,5 км) все осадочные породы сильно уплотнены (исключение может быть сделано для очень молодых депрессий), в разрезе отсутствуют выдержанные проницаемые пласты. Согласно исследованиям В.И. Дюнина [3], глубокие водоносные (нефтегазоносные) горизонты представляют собой систему пластово-блокового строения, исключаящую саму возможность

латеральной миграции флюидов (в том числе углеводородов) на большие расстояния, а массоперенос осуществляется преимущественно путем вертикальной миграции. Следовательно, заполняться углеводородами будут те ловушки, которые расположены в зоне влияния вертикальных каналов разгрузки флюидов (рис. 1).

В прикладной нефтегазовой геологии изучению вертикальных каналов разгрузки флюидов уделялось недостаточно внимания, поскольку при проведении геологоразведочных работ и подсчетах запасов углеводородов на традиционных глубинах проблема не была актуальной. Однако в фундаментальной геологии вертикальные каналы в земной коре в широком аспекте давно являются предметом пристального изучения. Субвертикальные каналы ми-

грации флюидов в земной коре распространены повсеместно, и их ведущая роль в формировании месторождений многих рудных и нерудных полезных ископаемых сегодня не вызывает сомнения. Для того чтобы представить себе все разнообразие вертикальных каналов, ниже приведем их краткий обзор.

Самыми известными вертикальными каналами являются классические магматические вулканы. Они подразделяются на действующие (извержения и выделения горячих газов и воды последние 3500 лет), потухшие и палеовулканы (погребенные толщей осадочных пород), – всего десятки тысяч единиц [5]. Батиметрическая съемка Мирового океана, показала, что, например, дно Южно-Китайского моря испещрено тысячами подводных вулканов, которые

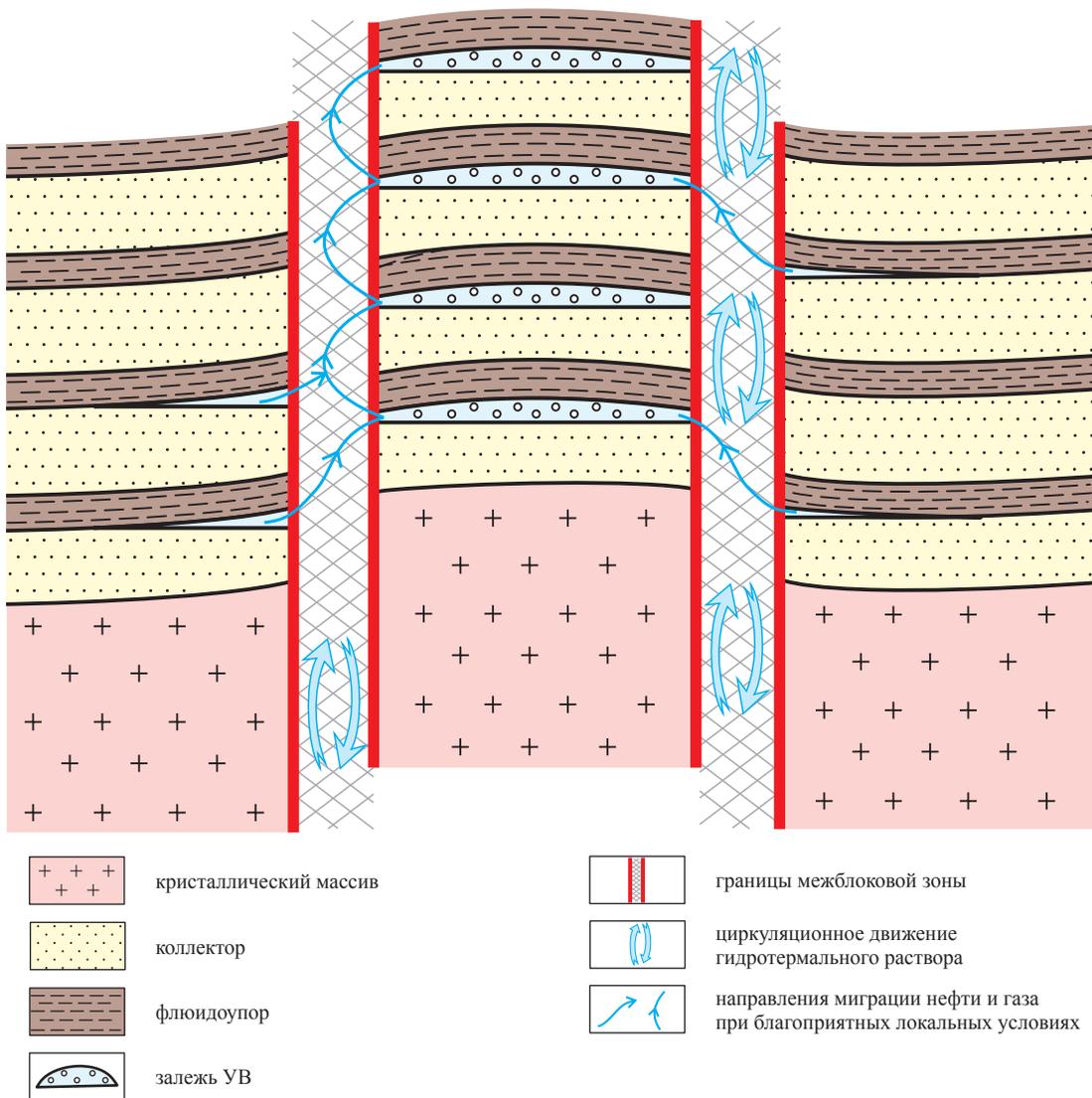


Рис. 1. Схема формирования залежи углеводородов через механизм вертикальной миграции в условиях блокового строения глубокопогруженных осадочных пород [4]

формируют специфичный рельеф дна и донных отложений (рис. 2, 3) [6]. Вулканы ежегодно выбрасывают в атмосферу и Мировой океан гигантские объемы твердых, жидких и газообразных продуктов.

К вертикальным каналам разгрузки относятся грязевые вулканы, кимберлитовые трубки, «курильщики» на дне океанов. Исследователи дна Мирового океана указывают на то, что детальные съемки, проведенные в послед-

ние десятилетия, выявили огромное число подводных вулканов, черных курильщиков и иных форм разгрузки гидротермальных вод (с температурой до 350 °С) [6]. К вертикальным каналам можно также отнести гидровулканизм, проявления которого отмечены во многих нефтегазоносных бассейнах мира. Автор открытия этого явления П.П. Иванчук определял гидровулканизм как субвертикальный прорыв пластовых вод с разрывом сплошности пластов [7].

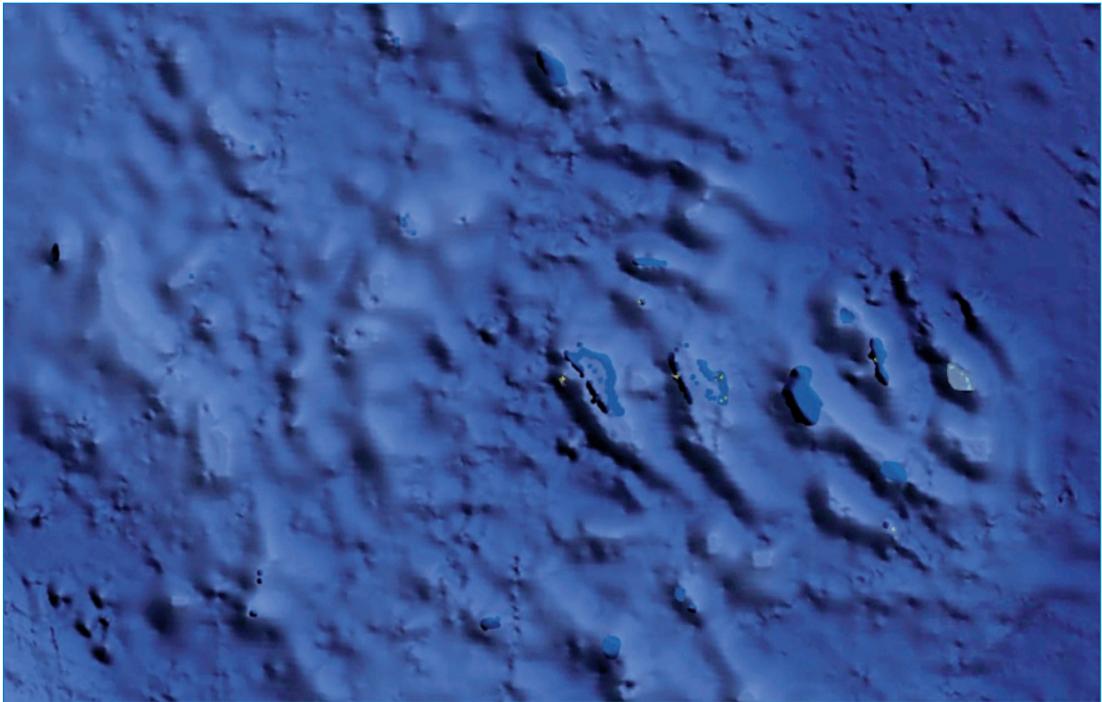


Рис. 2. Батиметрическая съемка Южно-Китайского моря. Практически вся поверхность дна покрыта конусами подводных вулканов. На наиболее высоких и неактивных началах формируются рифогенные массивы атоллового типа (Google Earth, 2011)

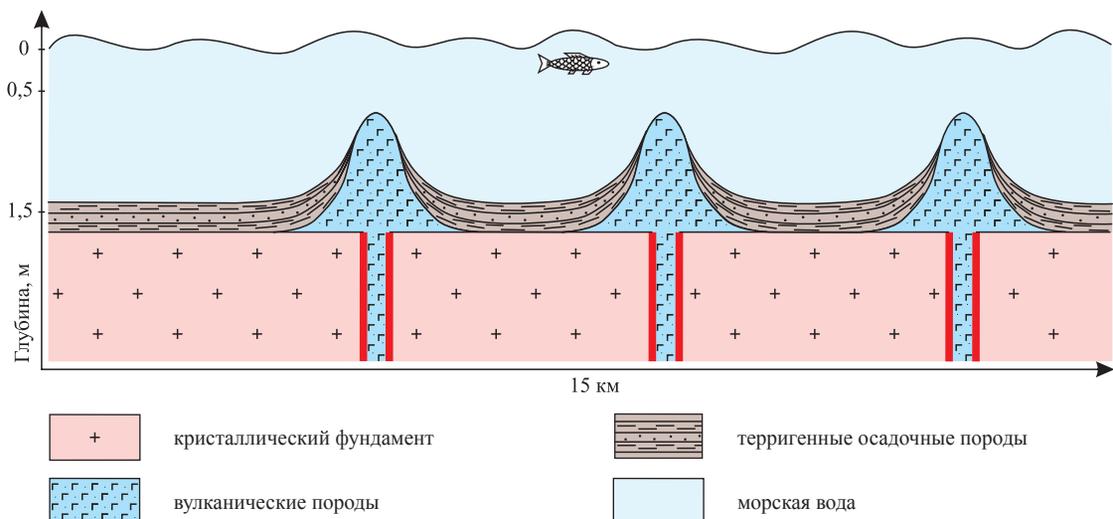


Рис. 3. Схематичный разрез дна Южно-Китайского моря, приведенного на рис. 2 [4]

В образовании субвертикальных каналов миграции заметную роль играют разломные зоны, формирующиеся на стыках подвижных тектонических блоков (см. рис. 1, 3). Характерной особенностью этих зон в платформенных областях является продолжительный период их активной жизни, что обусловлено циклическими реверсивными колебательными процессами на протяжении всей истории нашей планеты. Обнаружение и картирование разломных зон современными геофизическими методами в большинстве случаев затруднено из-за отсутствия значительных взаимных вертикальных и горизонтальных смещений блоков. Применяемые методические подходы геологического моделирования не учитывают специфических особенностей строения этих тектонофизических структур. В подавляющем большинстве случаев исследователи рассматривают их как классические разломы и пытаются увязать локальные межблоковые зоны, соизмеримые по размерам с лицензионными участками (обычно не более 100÷900 км²), с процессами планетарного масштаба. Учитывая это, при интерпретации стоит опираться только на зарегистрированные приборами данные, а при отрисовке линий разломов помнить о колоссальной разнице между горизонтальным и вертикальным масштабами визуализации сейсмических данных.

Многолетние исследования разломных зон, проводимые автором настоящей статьи на основе интерпретации сейсмических данных, результатов анализа обнажений и керна, позволяют сделать предположение, что основная особенность субвертикальных флюидоканалов (и субвертикальных флюидобарьеров) связана с тем, что многие из них сформированы не в результате разрушения коренных пород, а в результате особых фациальных условий – накопления осадков, иногда существенно отличающихся от осадков, слагающих массивы блоков. В настоящее время наиболее близким аналогом субвертикальных флюидоканалов можно считать норвежскую фьордовую систему.

На рис. 4 схематично показаны осадочные породы в палеограбене, позволяющие понять принципиальную разницу между особенностями осадконакопления в условиях фьорда и в зоне дробления разлома. В зависимости от последующих тектонических и гидрогеологических событий могут формироваться три типа разреза:

- межблоковая зона становится субвертикальным флюидоканалом, что распространено в Западной Сибири (рис. 5а);
- межблоковая зона становится субвертикальным флюидобарьером, экранирующим залежь или разбивающим месторождение

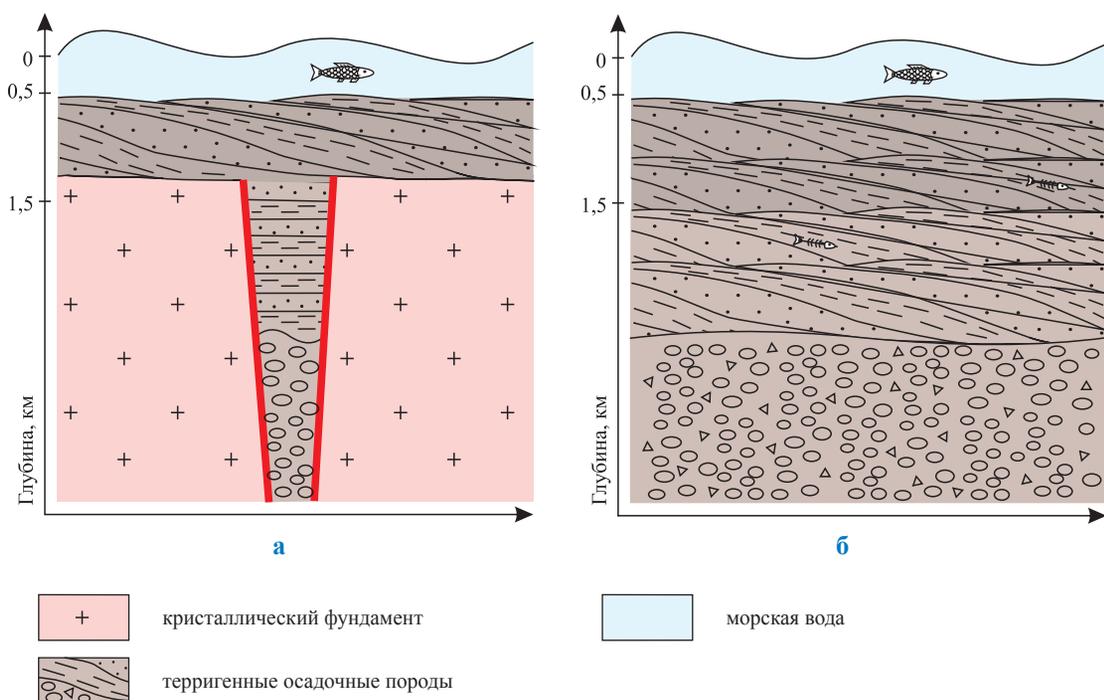


Рис. 4. Схема осадконакопления палеофьорда:
а – поперечный разрез русла; б – разрез вдоль русла [4]

на изолированные гидродинамические блоки, что чаще наблюдается в Восточной Сибири (рис. 5б);

- межблоковая зона (значительных геометрических размеров) выступает в качестве среды формирования ловушек углеводородов, что широко распространено в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 6).

Ориентация цепочек месторождений в некотором плане схожа с ориентацией фьордовой системы Кольского п-ова (рис. 7).

На рис. 8 представлен фрагмент сейсмического разреза вдоль фарватера Обской губы, в нижней части которого имеется палеограбен. Общая форма тектонических блоков на

рис. 8 и 9 имеет схожее строение (горизонтальный масштаб сейсморазреза примерно соответствует изображению). Большинство мульд Западной Сибири на сейсмических разрезах имеют подобные углы наклона, что, по-видимому, объясняется прочностными свойствами гранитных и базальтовых пород, а также особенностями эрозионных процессов при нахождении разрезов такого типа выше уровня моря.

На больших глубинах массив горных пород разделен на гидродинамически изолированные блоки разной размерности. При этом на сейсмических разрезах, полученных посредством стандартных промышленных методов,

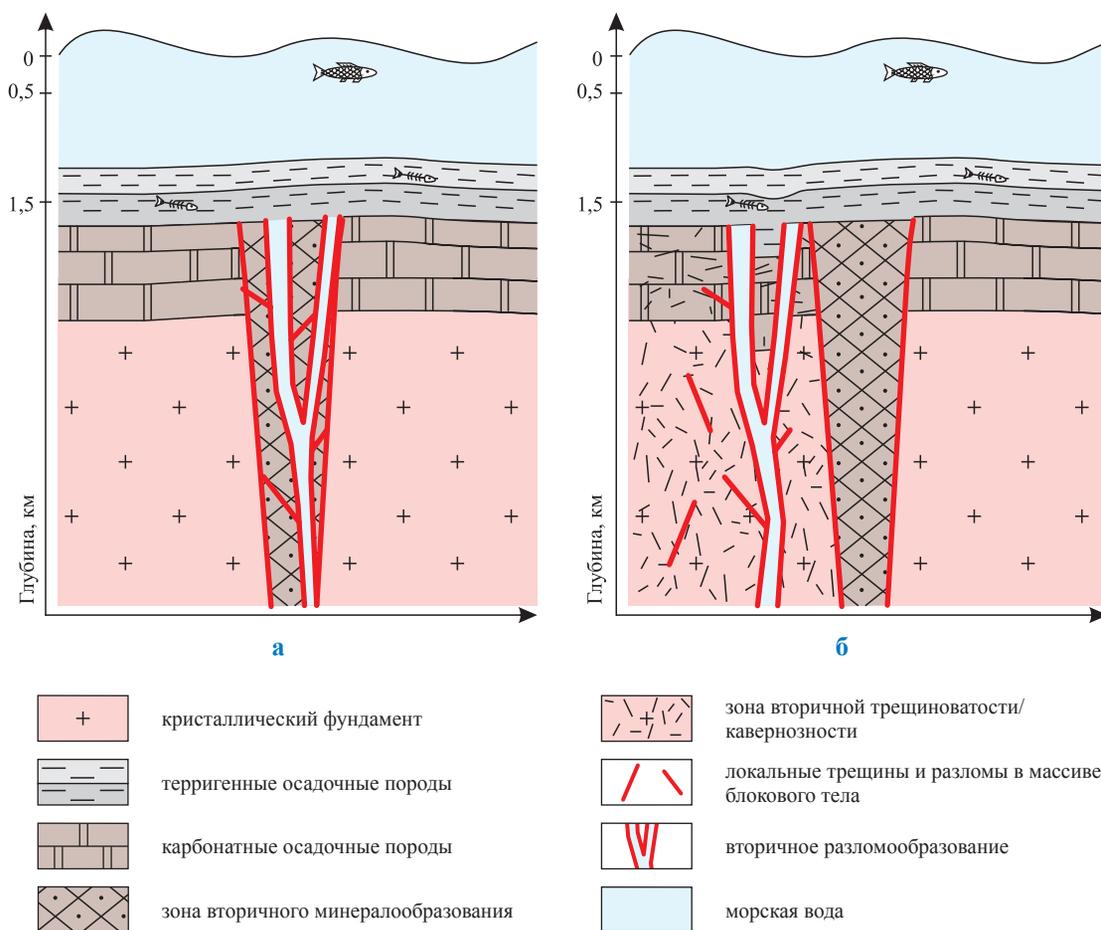


Рис. 5. Вторичные тектонические события и (или) гидротермальные процессы:
а – формируют в межблоковой зоне субвертикальные флюидоканалы трещинного или кавернозного типа. В случае подъема пород выше уровня моря эти участки наиболее подвержены карстообразованию;
б – формируют трещиноватые (кавернозные) зоны в массиве блоков, а межблоковые зоны цементируются гидротермальными минералами повышенной прочности. В случае подъема пород выше уровня моря на месте межблоковых зон формируются цепочки останцов [4]

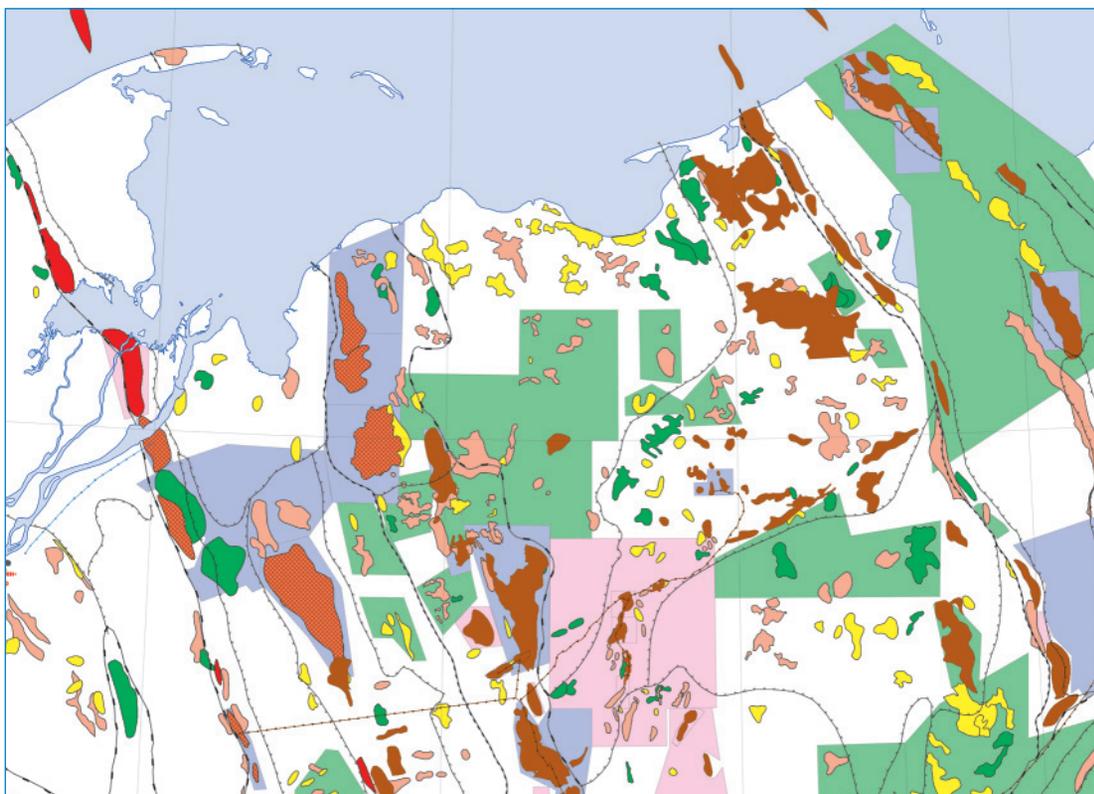


Рис. 6. Схема нефтегазоносности Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [8] (сходство ориентации цепочек месторождений с ориентацией фьордовой системы Кольского п-ова, представленной на рис. 7)

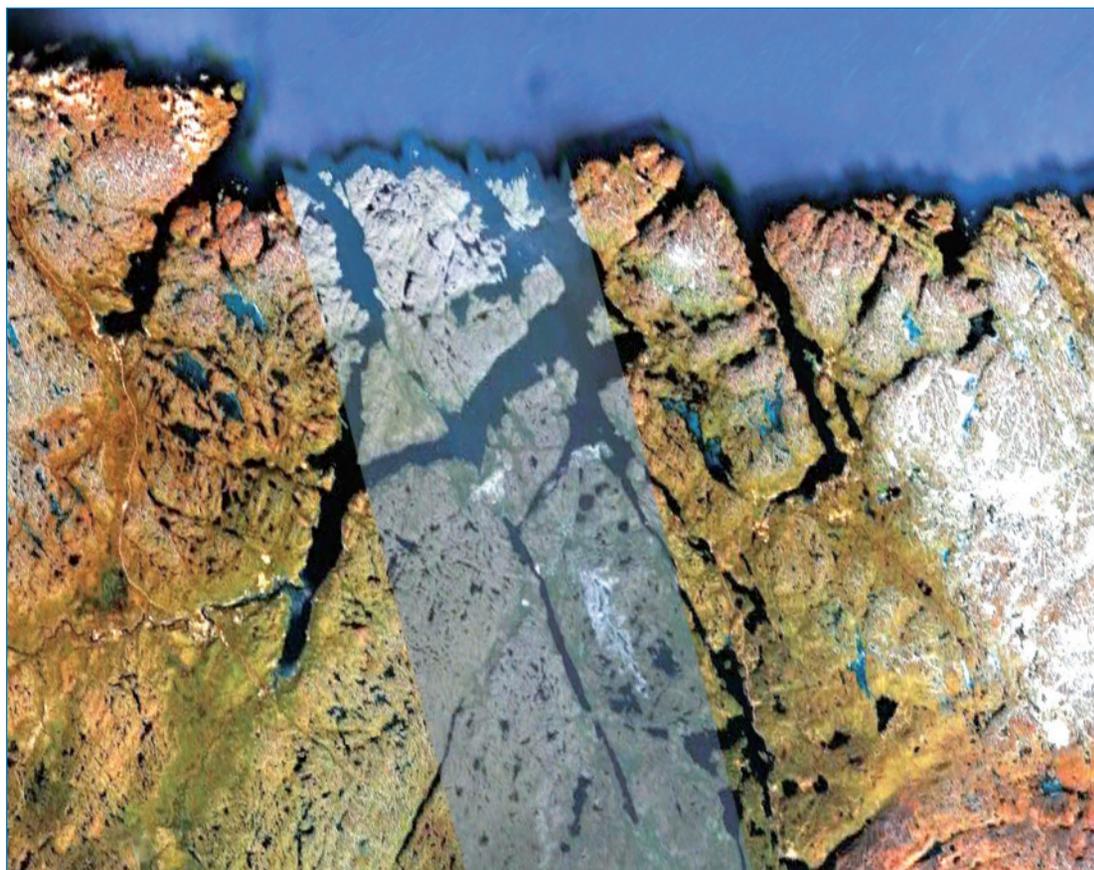


Рис. 7. Фьордовая система Кольского п-ова в районе скв. СГ-3 (Google Earth, 2010)

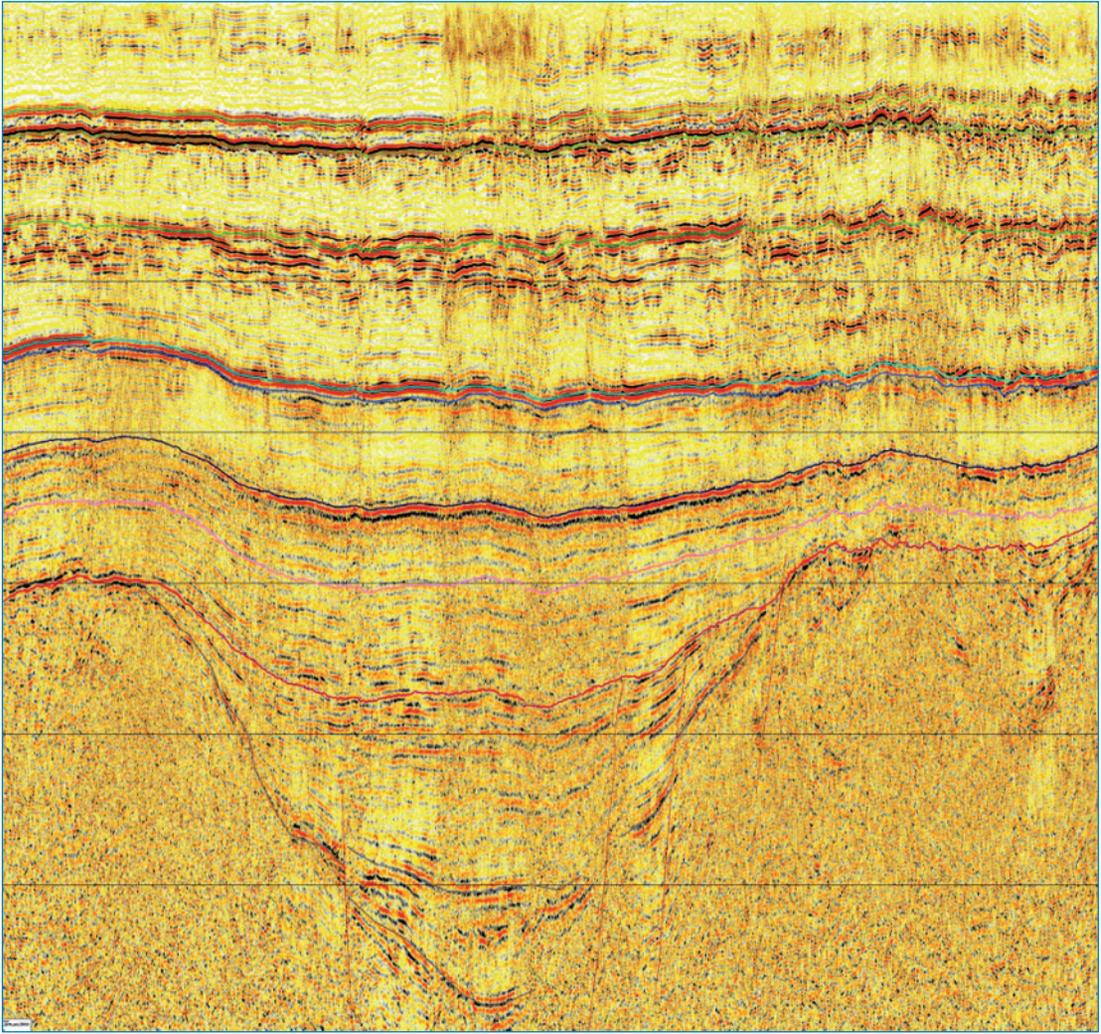


Рис. 8. Региональный сейсмический разрез «север – юг» вдоль фарватера Обской губы [4]



Рис. 9. Фьорд вблизи г. Ставангер (Норвегия). Этап заполнения тектонической брекчией и начальный этап заполнения терригенными осадками [4]

не наблюдается существенных смещений блоков относительно друг друга, что затрудняет их выделение, а интерпретация основывается на косвенных данных (потеря корреляции, изменение волновой картины). Внутри массива блока дискретно на разных уровнях возникают очаги вторичного разуплотнения (зоны повышенной трещиноватости), которые в одних случаях служат вместилищем для углево-

дородных скоплений, в других – путями миграции в направлении дневной поверхности. Латеральная миграция флюидов незначительна. Межблоковые зоны могут выступать в роли субвертикальных флюидобарьеров или, наоборот, флюидоканалов, а также мест формирования ловушек. Эту особенность следует учитывать при поисках месторождений и их последующей разработке.

Список литературы

1. Карцев А.А. Нефтегазовая гидрогеология / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.П. Шугрин. – М.: Недра, 1992. – 208 с.
2. Коротков Б.С. Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России / Б.С. Коротков, С.Б. Коротков, В.Ф. Подурушин // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2009. – 114 с.
3. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин. – М.: Научный мир, 2000. – 440 с.
4. Коротков С.Б. Газ на больших глубинах: новые модели поисковых объектов и направления совершенствования методов ГРП: обз. инф. / С.Б. Коротков. – М.: Газпром экспо, 2012. – 108 с.
5. Тазиев Г. На вулканах Суфриер, Эребус, Этна / Г. Тазиев. – М.: МИР, 1987. – 263 с.
6. Ильин А.В. Изменчивый лик глубин: проблемы изученности дна океана / А.В. Ильин. – М.: Недра, 1996. – 186 с.
7. Иванчук П.П. Гидровулканизм в осадочном чехле земной коры / П.П. Иванчук. – М.: Недра, 1994. – 156 с.
8. Белонин М.Д. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.
9. Астафьев Д.А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал / Д.А. Астафьев, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 27–31.
10. Зыкин Н.Н. Геохимия вод озера Байкал и вод гидратсодержащих осадков в районе подводного грязевого вулкана Маленький / Н.Н. Зыкин, С.Б. Коротков, К.Г. Новикова // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 184–192.
11. Петров А.И. Импульсно-очаговые структуры и проблемы их рудоносности. – Л.: Недра, 1988. – 232 с.
12. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б.А. Соколов, Э.А. Абля. – М.: Геос, 1999. – 76 с.

УДК 553.98

В.В. Акимов

Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала недр Кортаихинской впадины

Ключевые слова:
Кортаихинская
впадина,
нефтегазоносность,
углеводородный
потенциал,
нефтегазоносный
комплекс.

Keywords:
Kortaihinskaya
deep,
oil and gas
occurrence,
hydrocarbon
potential,
oil and gas complex.

Кортаихинская впадина располагается в северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, находящегося на северо-востоке Европейской части России. С ним связана Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, включающая материковую часть с Тиманским кряжем, Печорской низменностью, западным склоном Северного и Полярного Урала и акваторию Печорского моря с островами Вайгач и Колгуев [1].

Территория Кортаихинской впадины граничит с нефтегазоносной Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоной, детально изученной бурением и сейсморазведкой. В ее пределах в широком стратиграфическом диапазоне – от ордовика до триаса – открыты многочисленные нефтяные месторождения.

Начало изучения территории Кортаихинской впадины было положено в 1932 г. маршрутными работами Н.Н. Иорданского. Им были проведены первые геологические исследования в бассейне рек Янгарей и Вась-Яга. Результатами работ явились сводки по геоморфологии и четвертичным отложениям. Во время геологической съемки им было открыто Янгарейское угольное месторождение [2].

Изучение Кортаихинской впадины можно разделить на два этапа.

Первый этап охватывает 1950–1990-е гг. Он ознаменовался получением приблизительных данных о геологическом строении Кортаихинской впадины как структуры I порядка – самой северной из впадин Предуральского краевого прогиба Урало-Новоземельской складчатой системы, вытянутой в северо-западном направлении. Ее размеры в материковой части достигают $230 \times 70 \times 150$ км, а максимальная ширина отмечается в центральной части. По данным морской сейсморазведки, впадина продолжается в акваторию Печорского моря на расстояние более 50 км.

Юго-западной границей впадины, отделяющей ее от Варандей-Адзвинской структурной зоны, является фронтальная часть Вашуткино-Талотинского надвига. Плоскость последнего под углом $20 \div 40^\circ$ падает на северо-восток. С юга Кортаихинская впадина обрамляется поднятием Чернова, отделяющим ее от Косью-Роговской впадины. Ее восточная и северо-восточная окраины уходят под надвиговые пластины Полярного Урала и Пай-Хоя.

Впадина характеризуется асимметричным строением. Как и в других впадинах краевого прогиба, здесь выделяются внешняя и внутренняя зоны. Граница между ними трассируется по линии Бельковско-Щучинского разлома, прослеживающегося практически по всем горизонтам осадочного чехла и четко отображающегося в гравимагнитных полях. Фундамент скважинами не вскрыт. По геофизическим данным, его поверхность от глубин $8 \div 9$ км на юго-западе впадины полого погружается в северо-восточном направлении до $10 \div 14$ км. Доордовикские образования, слагающие байкальский (?) фундамент, изучены в обнажениях Пай-Хоя и Урала и представлены вулканогенными отложениями позднепротерозойского (кембрийского?) возраста. В строении осадочного чехла выделено два резко отличающихся структурных этажа: верхний, включающий отложения триаса и перми, соответствует орогенному этапу развития; нижний, сложенный отложениями допермского возраста, – платформенному. Структурные планы верхнего молассового комплекса и подстилающих платформенных ордовикско-нижнепермских образований отличаются, главным образом, тем, что первому свойственно более интенсивное проявление складчатости и разрывных нарушений. В пределах впадины выявлены структурные осложнения

(глубинные разломы, перегибы, надвиги) и ряд локальных структур, часть которых подготовлена к глубокому бурению. В пределах впадины было пробурено 6 параметрических, 2 поисковые и 20 структурных и поисковых на уголь скважин (ВК-1–5, 11–12, 14–16 и др.). В результате бурения и опробования скважин были получены непромышленные притоки нефти и газа, а также сведения о скоростных характеристиках отложений [3].

Второй этап изучения Коротаихинской впадины начался в 2008 г. с составления Программы проведения региональных сейсморазведочных работ по трем профилям. Результаты проведенных сейсморазведочных работ существенно повлияли на представления о геологическом строении Коротаихинской впадины и сопредельных площадей. Были получены обнадеживающие данные о нефтегазоносности разреза, в связи с чем возникла необходимость бурения параметрической скважины и проведения детализационных сейсморазведочных работ [4].

На основании новых данных о Коротаихинской впадине были внесены изменения в схему тектонического районирования нефтегазоносной Тимано-Печорской провинции в целом (рисунок).

Коротаихинская впадина является структурой I порядка, осложненной тремя структурами II порядка: Лабогейской моноклиналию, Верхневоркутской зоной дислокаций, Хейгинской депрессией. Юго-западный борт впадины, ранее именовавшийся Вашуткино-Талотинским надвигом, был выделен как самостоятельная структура I порядка с продолжением в акваторию Печорского моря и переименован в Вашуткино-Талотинскую складчато-надвиговую зону. При-Пай-Хойский борт выделен как Васьягинско-Сабриягинская складчатая область [5]. Результатом работ второго этапа стало лицензирование в 2011–2012 гг. шести участков недр, приуроченных к Коротаихинскому перспективному нефтегазоносному району (НГР) общей площадью 7440 км².

Недостаточный объем глубокого бурения не позволяет уверенно оценить нефтегазоносный потенциал Коротаихинского НГР. По этой причине выделение нефтегазоносных комплексов (НГК) базируется на внешних аналогиях с прилегающей с юга Косью-Роговской впадиной и с запада Варандей-Адзвинской структурной зоной.

В осадочной толще Коротаихинского НГР выделяются следующие НГК:

- верхнеордовикско-нижнедевонский. Ордовикские отложения не изучены бурением, силурийские отложения представлены низкопоровыми, трещиноватыми по керну известняками без признаков нефтенасыщенности. Нижнедевонские отложения представлены известняками, доломитами, в кровле отмечается присутствие ангидритов. Перспективы нефтегазоносности незначительны и могут быть связаны, главным образом, с западным бортом впадины (Вашутинско-Талотинский складчато-надвиговой зоной), так как в Варандей-Адзвинской зоне установлена промышленная нефтеносность нижнедевонских карбонатов);

- среднедевонско-нижнефранский комплекс представлен известковистыми доломитами. Его нефтегазоносность пока не установлена. Перспективы связаны с прибортовыми зонами впадины, в которых, предположительно, может существовать продолжение зоны органогенных построек прилегающих районов;

- доманиково-турнейский. По имеющимся к настоящему времени данным (отложения комплекса были вскрыты в скв. 1-Рифовая и 1-Хавдейская), признан бесперспективным, хотя по керну отмечена битуминозность кавернозных доломитов турнейского яруса нижнего карбона, но при опробовании притока не получено. Перспективы нефтегазоносности связываются с зонами рифовых построек, промышленная нефтегазоносность которых установлена в сопредельных районах [7];

- средневизейско-нижнепермский. В промысловой жидкости скв. 1-Хавдейская наблюдалась пленка нефти. При опробовании сразу после вскрытия из интервала 2024–2139 м (С₁₁) за 40 мин было получено 1,1 м³ разгазированного глинистого раствора с нефтью; кривая восстановления давления слабой интенсивности; пласт низкопроницаемый. В скв. ВК-1, расположенной рядом с Хавдейской площадью, в керне каменноугольных отложений обнаружена вязкая нефть. Перспективными являются Сабриягинская и Пестаншорская складчато-надвиговые зоны, в которых выявлены поднадвиговые, тектонически-экранированные структурные ловушки большой площади и амплитуды (Янгарейская, Верхнеянгарейская, Сабриягинская и Западно-Сабриягинская структуры).



Границы тектонического районирования:



надпорядковые



I порядка



II порядка



региональные сейсмические
профили



скважины

Хорейверско-Печороморская синеклиза: З₃ – Хорейверская впадина; З₃⁴ – Садаыгинская ступень;

З₃⁵ – Центрально-Хорейверский уступ; З₂⁵ – Колвависовская ступень; З₂⁰ – Цильгорская депрессия.

Северо-Печороморская моноклираль: К₁ – Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона;

К₁⁴ – Гуляево-Алексеевская структурная зона; К₁⁵ – Полярный купол; К₁⁶ – Вал Сорокина; К₁⁹ – Морейская депрессия;

К₁⁹ – Вал Гамбурцева; К₁⁹ – Верхнеадзьвинская депрессия.

Краевые мегапрогибы Тимано-Печорской плиты

Приайхойско-Приюжноновоземельский перикратон: Л₂ – Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона;

Л₃ – Русановская складчато-надвиговая зона; Л₄ – Кортаихинская впадина; Л₄¹ – Лабогейская моноклираль;

Л₄² – Верхневоркутская зона дислокаций; Л₄³ – Хейягинская депрессия; Л₄⁴ – Пестаншорская складчатая зона;

Л₄⁵ – Силовояхская депрессия; Л₅⁰ – Сырьягинская складчатая зона; Л₅ – Васьягинско-Сабриягинская складчато-

надвиговая зона; Л₅¹ – Сабриягинская складчато-надвиговая зона.

Предуральский краевой предгорный прогиб: М₁ – Воркутское поперечное поднятие; М₁¹ – Горст Чернова;

М₁² – Хоседаюская антиклинальная зона; М₁³ – Ярвожский Купол; М₁⁴ – Юньягинская антиклинальная зона.

Н – Новоземельская складчатая система

**Выкопировка из схемы районирования северо-восточной части
Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [5]**

- верхнеартинско-кунгурский, верхнепермский и триасовый. Представлены терригенными породами пермского и триасового возраста большой мощности, в том числе угленосными толщами. Нефтегазосодержащими породами могут являться поровые коллекторы в пластах песчаников, покрышками – глинистые и глинисто-алевролитовые пачки.

Согласно официальной оценке 2009 г., начальные потенциальные традиционные ресурсы свободного газа Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции составляют 3,2 трлн м³ (по данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – 2,4÷2,5 трлн м³). На район Кортаихинской впадины приходится около 0,8 трлн м³. Здесь до глубин 3800÷4000 м предполагается наличие большого числа средних и небольших по запасам газовых и газоконденсатных залежей, ниже, в плотных, низкопроницаемых резервуарах – нетрадиционных ресурсов газа.

Недостаточные объемы сейсморазведочных работ и бурения не позволяют однозначно судить о строении отдельных структурных элементов Кортаихинской впадины и о ней в целом.

Увеличение стратиграфического диапазона перспективных объектов возможно не только за счет регионально нефтегазоносных средневизейско-нижнепермских отложений, но и за счет малоизученных: верхнепермских и триасовых отложений в центральной части впадины, а также рифосодержащих верхнедевонских и каменноугольных отложений.

Основные перспективы обнаружения залежей углеводородов связываются с карбонатными средневизейско-нижнепермскими образованиями (так как верхневизейско-нижнепермский НГК являлся основным поисковым объектом на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в зонах, доступных для бурения на западном и восточном бортах впадины, а также с терригенными верхнепермскими и триасовыми отложениями в ее центральной части [8]). Перспективными объектами поисков являются также прогнозируемые по данным сейсморазведки рифовые постройки в верхнедевонских и каменноугольных отложениях на юго-западном борту Кортаихинской впадины. На крайнем юге при совместной интерпретации результатов сейсморазведки и данных бурения по скв. 1-Хавдейская (в кровле визейского яруса на глубине 1640 м было отмечено катастрофическое поглощение, связанное с палеокарстом) породы-коллекторы прогнози-

руются и в глубоководных фациях [6, 7].

Установление рифовых фаций в разрезе палеозоя исследуемого региона значительно расширяет стратиграфический диапазон поиска ловушек неструктурного типа. В связи с этим назрела необходимость проведения детальных сейсморазведочных и буровых работ с целью изучения строения рифовых тел.

Нельзя сбрасывать со счетов нефтегазоносность НГК, находящихся ниже кровли карбонатов, косвенным свидетельством газонаосности которых являются данные, полученные при опробовании скв. 1-Пурсамыльская. Во вскрытом интервале до 170 м ниже кровли карбонатов притоков получить не удалось. Нижнепермские отложения (мощностью 855 м) представлены низкоомными полимиктовыми песчаниками, алевролитами сильно глинистыми и аргиллитами. По газовому каротажу выделяются аномалии на глубинах 3695÷3730 и 3730÷3806 м, интерпретируемые как газоконденсатные или нефтегазоконденсатные с оторочками легких нефтей. Возможно, углеводородный газ проник сюда из более глубоких горизонтов. Поднятый керн имел признаки нефтенасыщения [6].

Ревизия и переинтерпретация накопленного геолого-геофизического материала с использованием методики комплексного историко-геологического анализа будет способствовать выяснению закономерностей формирования и размещения месторождений нефти и газа. Исходя из этого очевидно, что необходимы литолого-фациальные и онтогенетические исследования углеводородных систем, разработка моделей седиментации отложений, развития коллекторов и формирования залежей углеводородов. Выявленные закономерности в размещении коллекторских и экранирующих толщ должны быть учтены при планировании геологоразведочных работ, направленных на выявление новых скоплений углеводородов.

При освоении залежей углеводородов, связанных с коллекторами, характеризующимися низкими фильтрационно-емкостными свойствами (как например, в скв. 1-Пурсамыльская, 1-Хавдейская), необходимо совершенствование методов и технологий интенсификации притоков. Однако выполненные работы (интенсивные кислотные обработки коллекторов методом переменных давлений и нефтекислотных эмульсий) в терригенных пермских коллекторах в скв. 1-Пурсамыльская не дали ожидаемого результата [6].

Список литературы

1. Мартынов А.В. Стратиграфический, тектонический и лито-фациальный анализ осадочного чехла с целью обоснования критериев, позволяющих осуществить переоценку ресурсов УВ Тимано-Печорской провинции / А.В. Мартынов. – Ухта: Севернипигаз, 2004.
2. Мартынов А.В. Отчет о результатах поисков технологических углей в центральной части Кортаихинской мегасинклинали / А.В. Мартынов, В.Ф. Морозов, Л.Л. Хайцер. – Воркута, 1974.
3. Тарбаев Б.И. Изучение геологических условий Тимано-Печорской провинции в целях выдачи рекомендаций под поисковое бурение на газ / Б.И. Тарбаев, Е. Л. Теплов, Ю. А. Ткачев и др. – Ухта, 1988.
4. Прищепа О.М. Кортаихинская впадина – перспективное направление геолого-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции / О.М. Прищепа, Л.А. Орлова, О.В. Чумакова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 9–19.
5. Прищепа О.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазгеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О.М. Прищепа, В.И. Богацкий, В.Н. Макаревич и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4.
6. Груздев А.М. Анализ геолого-геофизических материалов по площадям ПГО «УХТАНЕФТЕГАЗГЕОЛОГИЯ», выведенным из поискового бурения с отрицательными результатами / А.М. Груздев. – Ухта, 1991.
7. Колесник Е.С. Отчет о работах Восточно-Тамяхинской сейсморазведочной партии № 20890 / Е.С. Колесник. – Воркута, 1990.
8. Белонин М.Д. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

УДК 553.98:658.155

С.В. Разманова, В.Н. Абрамов, Т.В. Антоновская

Трещинные породы-коллекторы как дополнительный источник дохода нефтегазодобывающих предприятий

Изучение трещинных коллекторов приобретает все большее значение для геолого-экономической оценки ресурсов и запасов нефти и газа в плотных низкопроницаемых коллекторах, поскольку позволяет расширить границы объемов и площади продуктивной части пласта, которые в свою очередь являются важными подсчетными параметрами геологических и извлекаемых запасов углеводородов (УВ) [1].

Для выделения нефтегазонасыщенных интервалов специалистами в первую очередь используются данные геофизических исследований скважин (ГИС), по результатам анализа которых рекомендуются участки для опробования как в процессе бурения, так и в колонне скважин. Если согласно геофизическим данным порода представлена низкопористым материалом, эксперты зачастую не принимают во внимание результаты макроописания керна даже при обнаружении в них следов нефти. Результаты петрофизических исследований керна, в соответствии с которыми промыслово-геофизические коэффициенты не показывают наличие коллектора, также принимаются во внимание с большой долей условности со ссылкой на точечный фактический материал, не всегда отражающий истинное положение дел в пласте. В результате недропользователь оценивает количество ресурсов и запасов нефти и газа в залежах месторождений, изначально занижая геологические ресурсы и запасы углеводородов в целом, включая в подсчетные параметры меньшие площади распространения продуктивных интервалов.

Микроисследования керна методом больших шлифов (изготовленных из цилиндров, исследованных петрофизическими методами) [2] с учетом данных физики пласта проведены на ряде площадей юго-восточной части Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции (рис. 1).

Ключевые слова:
трещинные породы-коллекторы, метод больших шлифов, чистый доход, чистый дисконтированный доход.

Keywords:
fractured reservoir rocks, the method of large thin sections, actual value profit, net present value.

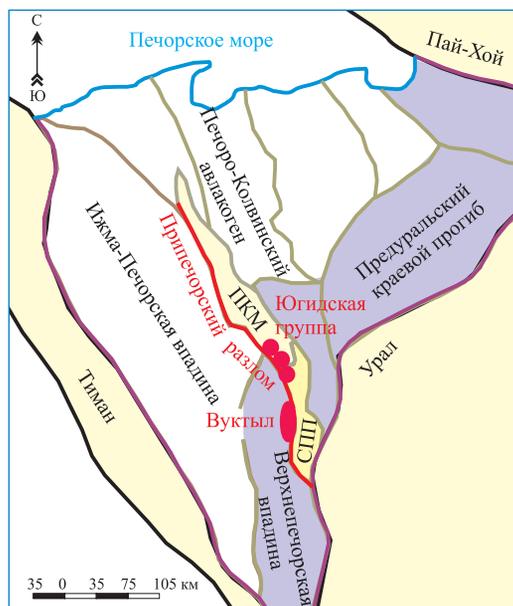


Рис. 1. Обзорная карта Тимано-Печорской провинции (ПКМ – Печоро-Кожвинский мегавал; СПП – Среднепечорское поперечное поднятие)

Результаты работ подтвердили наличие значительной трещиноватости пород на глубинах, превышающих 3000 м, вблизи тектонических нарушений, связанных с Припечорским глубинным разломом, как в терригенных, так и в карбонатных породах. В автохтоне Вуктыла проанализирован среднефаменско-турнейский карбонатный комплекс пород, залегающий на глубине 4÷6 км. На Югидской и Северо-Югидской площадях исследован среднедевонско-франский терригенный разрез, находящийся на глубине 3÷3,5 км.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится в юго-восточной части Тимано-Печорской нефтегазодной провинции северо-востока Европейской части России в пределах Верхнепечорской впадины Предуралья краевого прогиба и представляет собой автохтон-аллохтонную систему. Основные запасы конденсатного газа и нефти приурочены к аллохтону – верхней части разреза, надвинутой с востока в виде одноименной тектонической пластины, где продуктивны каменноугольно-пермские отложения. Автохтон представляет собой восточное продолжение Верхнепечорской впадины, сложенное ордовикско-верхнепермскими породами, верхнедевонско-пермский комплекс которых срезан надвигом в восточной части. Промышленно-продуктивными являются среднефаменско-турнейские отложения, содержащие залежи конденсатного газа, в том числе и с нефтяной оторочкой (рис. 2).

Нефтеносными являются также визейские терригенные отложения автохтона. В настоящий момент Вуктыльское НГКМ находится на завершающей стадии разработки, и для него актуально приращение запасов нефти и конденсатного газа, перспективы которого связаны с автохтоном (см. рис. 2).

Авторами настоящей статьи был выполнен расчет экономической эффективности Вуктыльского автохтона приростным методом, который основывался на включении в разработку потенциально продуктивного объекта, ранее не учтенного по данным ГИС, но охарактеризованного позднее по петрофизическим и микроисследованиям ядра высокими показателями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для увеличения отдачи пластов в трещинных коллекторах резервуара рекомендовались акустические методы воздействия [4]. Исследуемый объект располо-

жен в нижнекаменноугольных отложениях в кровле малевского горизонта нижнетурнейского подъяруса.

Среднефаменские отложения под органической постройкой в районе скв. 212-Северный Вуктыл были отнесены по геофизическим данным в категорию бесперспективных и к опробованию не рекомендовались. Однако керн по результатам долблений 53 и 55 оказался нефтенасыщенным. В шлифах нефтенасыщение также подтверждается, кроме того выявлены открытые трещины (рис. 3).

Ранее при оценке ресурсов среднефаменских подсчетных объектов их площадь, согласно промыслово-геофизическим данным, была ограничена низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров пород, вследствие чего она не была включена в перечень объектов, подлежащих опробованию. В результате площадь подсчетных объектов конденсатного газа оказалась заниженной.

По мнению авторов статьи, при проектировании геологоразведочных работ, подсчете запасов и оценке ресурсов УВ, а также при разработке их залежей для более точного определения ФЕС пород и выделения трещинных интервалов необходимо проводить микроисследования в больших шлифах, учитывая их высокую информативность.

Результатом интерпретации данных микроисследований является уточнение подсчетных параметров, используемых для оценки ресурсов и подсчета запасов УВ. Отметим, что трещины (в том числе и микротрещины) в породах, особенно вблизи тектонических нарушений и в перегихах слоев, являются не только путями перемещения пластовых флюидов, но и сами представляют интерес как вместилища для нефти и газа при условии существования экрана любого генезиса (литологического, стратиграфического, тектонического или комплексного). Трещиноватые породы содержат значительное количество вторичных пустот, которыми являются поры выщелачивания и растворения вдоль линий трещин, особенно на глубинах, превышающих 3 км, где наиболее активны постседиментационные процессы преобразования пород. Для подтверждения целесообразности дополнения петрофизических исследований ядра микроисследованиями и включения спорных интервалов (имеются в виду интервалы, не выделяемые по данным промысловой геофизики как продуктивные в силу значительных глубин

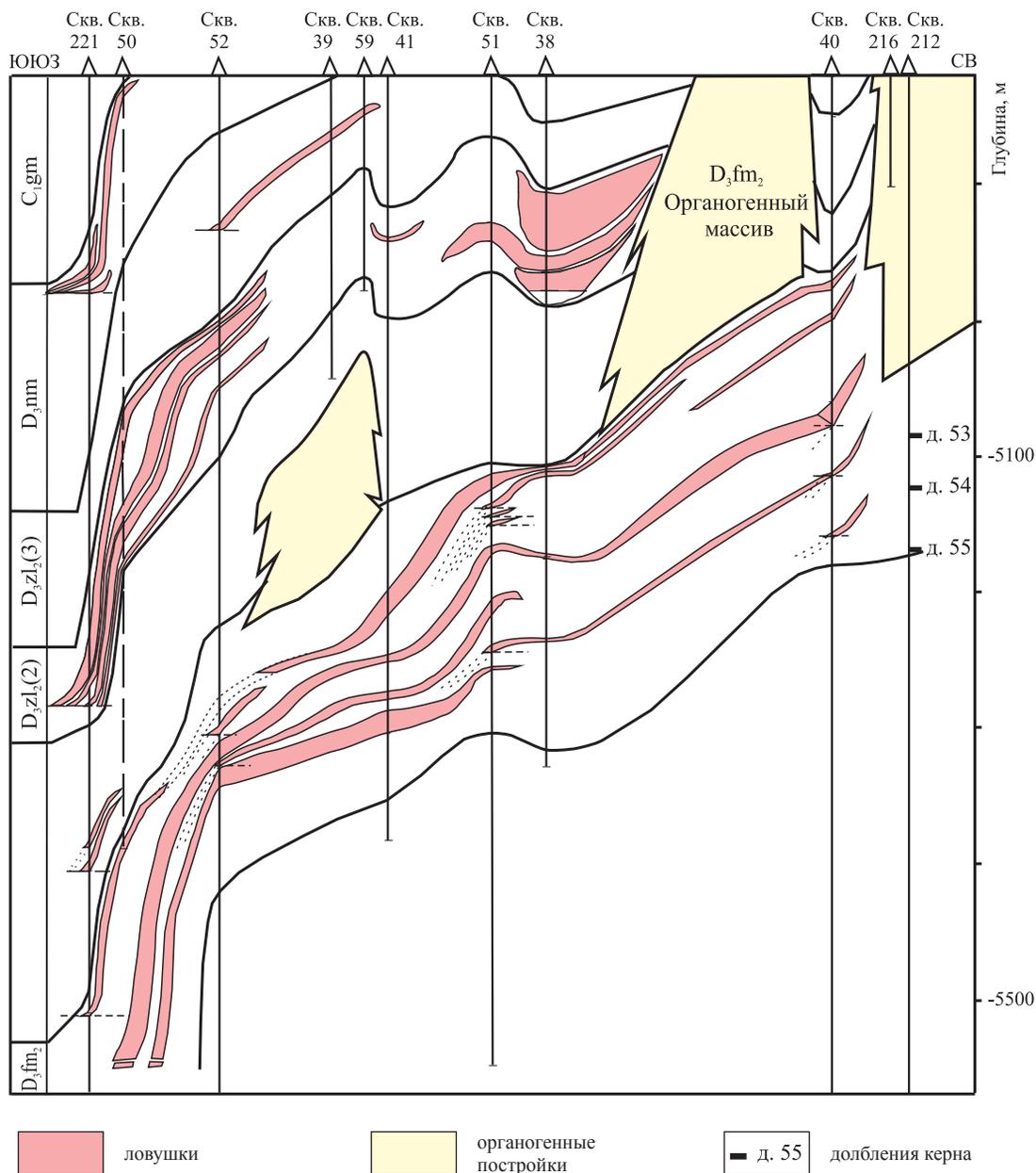


Рис. 2. Углеводородные залежи в неантиклинальных ловушках средне-верхнефаменских карбонатных отложений Вуктыльского автохтона Тимано-Печорской провинции [3]: D₃fm₂ – среднефаменский подъярус; D₃zl₁(1), D₃zl₂(2), D₃zl₂(3) – нижняя, средняя и верхняя пакки зеленецкого горизонта верхнего фамена; D₃nm – нюмыльский горизонт; C₁gm – гумеровский горизонт (масштаб: верт. 1 : 4000; гориз. 1 : 200000)

и сильнонаклонной поверхности отражающих горизонтов в тектонически сложных районах) в поле подсчета запасов авторами приводится оценка экономической эффективности вовлечения в разработку одного из подсчетных объектов в кровле малевского горизонта на Вуктыльском НГКМ (рис. 4).

Месторождение находится на завершающей стадии разработки и характеризуется целым рядом технологических и экономических про-

блем. Технологические сложности связаны прежде всего с низким энергетическим потенциалом пласта (текущее средневзвешенное пластовое давление по объему порового пространства в контуре газоносности составляет 3,0 МПа) и, как следствие, осложненными условиями эксплуатации скважин: снижением рабочих дебитов и сокращением действующего фонда. Учет пластов (в целом таких подсчетных объектов по Вуктыльскому НГКМ насчитывается 63),

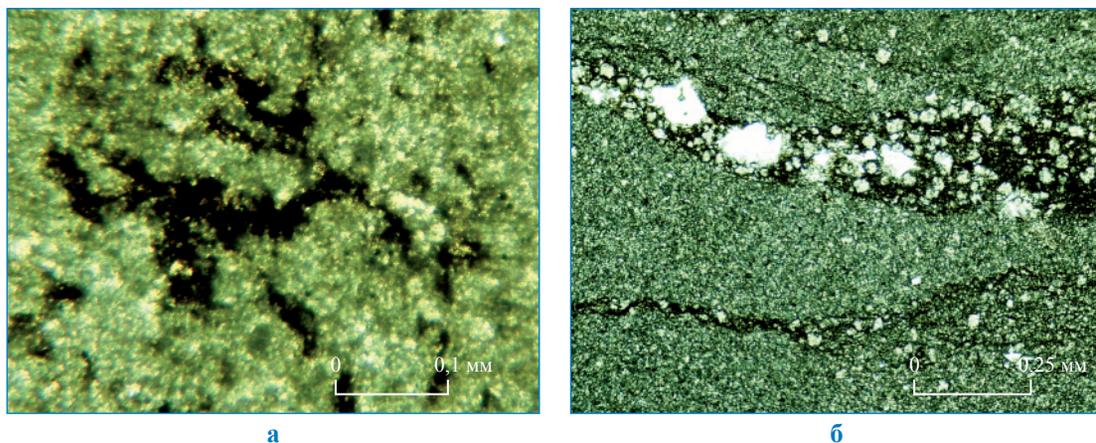


Рис. 3. Открытые и нефтенасыщенные поры и трещины в среднефаменских карбонатных отложениях Вуктыльского автохтона в скв. 212-Северный Вуктыл: долбления 53 (а) и 55 (б)

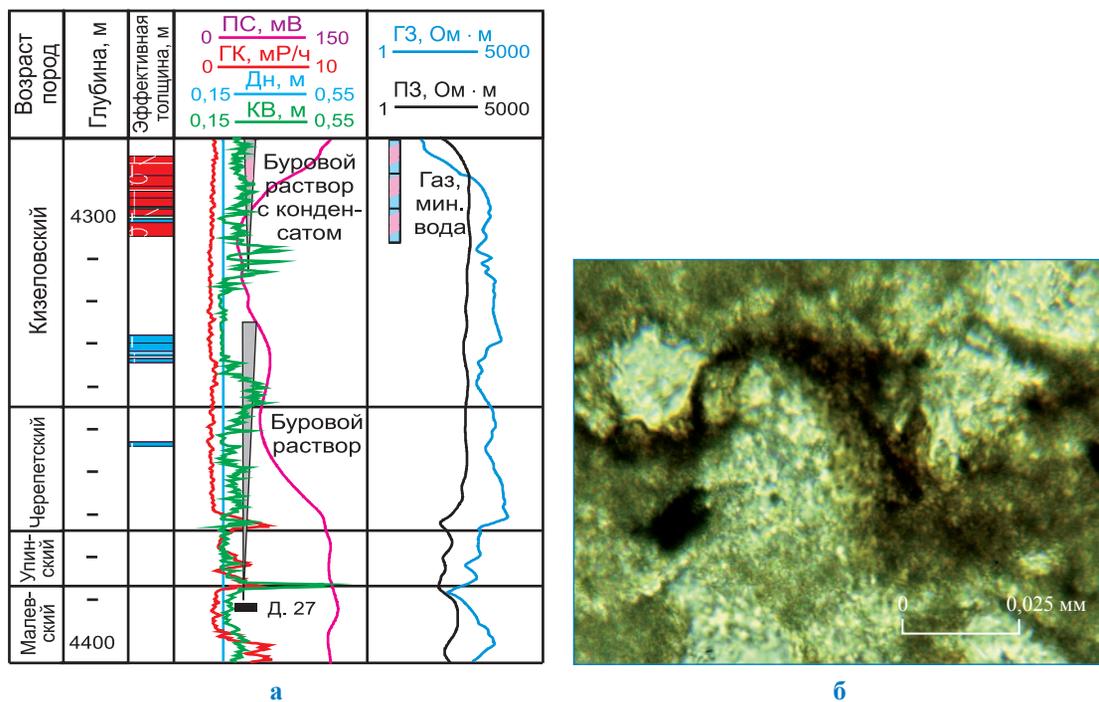


Рис. 4. Вуктыльское НГКМ: а – скв. 228; б – структура порового пространства коллектора из нефтенасыщенного интервала малевских отложений нижнего карбона (долбление 27)

продуктивность которых установлена по результатам микроисследований керна методом больших шлифов, для их последующего включения в разработку позволит получить дополнительные объемы товарной продукции, а следовательно, увеличить товарную выручку и чистый доход недропользователя.

При проведении расчетов сравнивались два технологических варианта – «с проектом» и «без проекта». Оценка экономической эффективности проводилась приростным методом: путем сопоставления денежных потоков (эко-

номических результатов) технологического варианта, предполагающего доработку указанного объекта в интервалах скважин, рекомендованных на основании данных петрографических и петрофизических микроисследований (вариант «с проектом»), и технологического варианта, предусматривающего доработку объекта в соответствии с действующим проектным документом (вариант «без проекта»).

Основные результаты расчетов экономической эффективности освоения интервалов скважин, рекомендованных к освоению, согласно

данным петрографических и петрофизических исследований, на одном из подсчетных объектов в кровле малевского горизонта на Вуктыльском НГКМ, представлены в таблице. Расчет осуществлялся в постоянных ценах на 01.01.2013 г. Налоговое окружение принято в соответствии с действующим законодательством на дату проведения расчетов.

Предварительные оценочные расчеты показали, что доработка указанного объекта в интервалах скважин, рекомендованных на основании данных петрографических и петрофизических микроисследований, позволяет получить положительные значения чистого и чистого дисконтированного дохода в размере 2689,6 и 1365,5 млн руб. соответственно (при 12 %-ной ставке минимальной альтернативной доходности).

Результаты минералогических и микротектонических исследований методом больших шлифов как карбонатных (Вуктыльский автохтон), так и терригенных (Северо-Югидская, Югидская и Югид-Соплеская площади) осадочных отложений, находящихся на глубинах 3÷5 км, позволили ответить на ряд сложных вопросов.

Были уточнены положение залежей УВ, ФЕС и трещиноватость коллекторов; рассчитаны коэффициенты объемной плотности трещин, трещинной пористости и трещинной проницаемости пород; были определены тип и класс коллекторов и литотипы пород. Результаты исследований были использованы для построения литолого-фациальных карт, что является необходимым этапом работ для воссоздания палеообстановок осадконакопления.

Основные показатели экономической эффективности мероприятий по микроисследованию керна методом больших шлифов на примере одного из подсчетных объектов Вуктыльского НГКМ

Наименование показателей	Результат сравнения вариантов «с проектом» и «без проекта»
Горизонт расчетов	2014–2024 гг.
Расчетный период, лет	11
Количество скважин, интервалы которых подвержены доработке на основании данных петрографических и петрофизических микроисследований, шт.	10
Дополнительно добытые объемы промысловой продукции, в том числе:	
• газ сепарации, млн м ³	640,1
• нестабильный конденсат, тыс. т	183,5
Товарная продукция, в том числе:	
• газ сухой (отбензиненный), млн м ³	461,3
• сжиженный углеводородный газ, тыс. т	90,5
• стабильный конденсат, тыс. т	185,4
Выручка от реализации, млн руб., всего	4771,3
Эксплуатационные затраты, млн руб., всего, в том числе затраты:	1357,3
• на исследование шлифов	5,0
• капитальный ремонт скважин	200,0
• солянокислотную обработку скважин	3,0
• дополнительные переменные при добыче УВ	127,2
• дополнительные переменные на транспорт газа	21,4
• дополнительные переменные на транспорт конденсата	74,0
• дополнительные переменные на переработку газа	97,6
• дополнительные переменные на переработку конденсата	200,0
НДПИ* на газ	504,4
НДПИ на конденсат	124,6
Прибыль до налогообложения, млн руб.	3414,0
Чистая прибыль, млн руб.	2689,6
Чистый доход, млн руб.	2689,6
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	1365,5

*НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых.

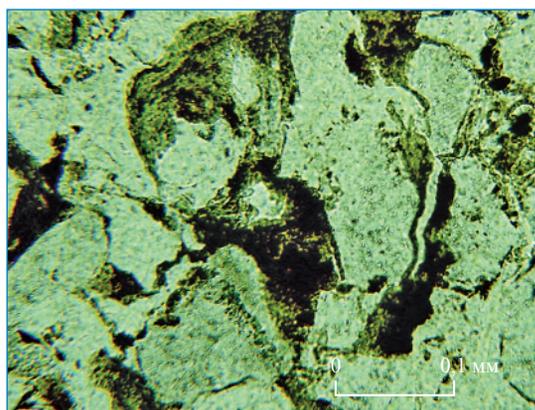
Микроисследования керн с больших глубин и в карбонатном, и в терригенном разрезах в тектонически сложнопостроенных районах позволяют расширить представления о составе и строении пород-коллекторов и плохопроницаемых отложений. Благодаря расчетным данным по трещиноватости пород можно уточнить их способность вмещать и отдавать пластовые флюиды, учитывая уже имеющиеся подсчетные параметры по углеводородным залежам [1]. Детальные сведения по минералогическому составу обломков и цементной массы и по их взаимному расположению позволяют рекомендовать химические реагенты для бурения определенных интервалов разреза и методы активизации продуктивных пластов. Часто именно цементная масса, включающая открытые поры и трещины на глубинах более 3 км (но фиксируемая по ряду геофизических методов как тонкодисперсный неколлектор преимущественно аргиллитового состава), представляет больший интерес для расчета ФЕС пород (рис. 5).

Так, например, на Югид-Соплесской и Северо-Югидской площадях (см. рис. 1) в преимущественно глинистом терригенном разрезе отложений тиманского горизонта раннефранского возраста, характеризующемся низкими значениями пористости по промыслово-геофизическим данным, в керне ощущается запах УВ. Макроописание керн показало, что породы сложены аргиллитами и сильнозаглинизированными песчаниками и алевролитами. Существовавшее до этого представление о том, что в районе исследований в разрезе

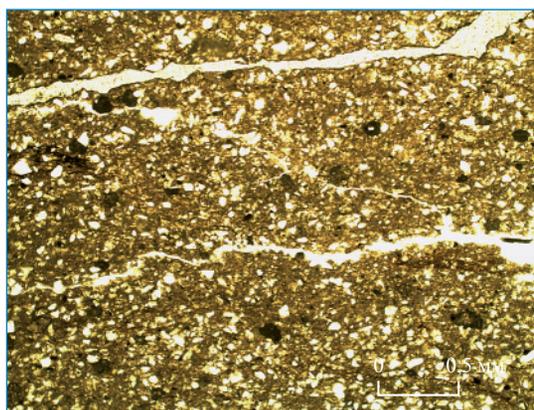
тиманского горизонта нет коллекторов, оказалось ошибочным, так как в результате опробования в ряде скважин были получены притоки конденсатного газа. Микроисследования керн в больших шлифах показали, что породы, ранее определенные как аргиллиты, представляют собой сильно заглинизированные мелко- и среднезернистые алевролиты, в которых цементная масса, на 35 % состоящая из гидрослюда (иллита), составляет 45 % от площади шлифа. Из-за высокого содержания глинистой составляющей в цементе исследованных образцов этот интервал пласта, представленный алевролитами, на кривых гаммакаротажа отражается как глинистый.

Даже если известно, что толща сложена преимущественно аргиллитами, необходимо знать их минералогический состав, чтобы правильно прогнозировать наличие и качество коллекторов. Известно, что на глубинах более 2,5 км аргиллиты отдают воду, становясь плотными и хрупкими [5]. Поэтому, начиная с этой глубины, наблюдаются скачок в уплотнении песчаников и резкое ухудшение фильтрационных свойств пород [6]. На глубинах более 3 км аргиллиты становятся плотными и трещиноватыми и часто не выполняют роль коллекторов, а являются толщей рассеивания УВ из залежей в вышележащие низкопроницаемые отложения, как, например, на о. Сахалин, где аргиллиты, погруженные на глубины 2,5÷4 км, являются наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении трещинными коллекторами [5].

Об изменении минерального состава пород с глубиной можно судить по ряду факто-



а



б

Рис. 5. Открытые поры и трещины во вторичном цементе франских терригенных отложений Северо-Югидского месторождения: а – скв. 1 (долбление 2); б – скв. 4 (долбление 10)

ров, хорошо описанных в трудах российских и зарубежных исследователей [5–8]. Так, на одном из месторождений Югидской группы существовали благоприятные условия для развития процессов аутигенного минералообразования и вторичного преобразования глинистой составляющей пород: присутствие нефти в пластовых водах (что подтверждается наличием палеобитумов в межзерновом пространстве шлифов), их определенный химический состав, наличие высоких пластовых температур и давлений. Образовавшиеся при этом литологические и тектонические трещины в относительно однородных песчаниках и алевролитах подновлялись или залечивались, появлялись новые, взаимопересекающиеся микро- и макротрещинные системы с пустотами выщелачивания вдоль них. Как в терригенном, так и в карбонатном разрезах разногенетические пересекающиеся трещины являются хорошими проводниками пластовых флюидов, особенно вблизи разломов. В районе исследований находится Припечорский глубинный разлом.

Таким образом, как показали полученные авторами результаты микроисследований пород карбонатных и терригенных разрезов юго-восточной части Тимано-Печорской провинции, в глубокозалегающих горизонтах ведущая роль в формировании коллекторов отводится трещиноватости пород, благодаря которой образуются зоны их разуплотнения в песчаниках, известняках и доломитах различного генезиса. По мнению ряда исследователей, в том числе и российских, на глубинах, превышающих 4–6 км, первичный литологический состав (терригенный или карбонатный) и первичные физические свойства пород-коллекторов, значительно измененные в ходе ката- и метагенетических процессов, не столь важны [6, 7]: карбонаты преобразуются в мраморовидные образования, кварцевые песчаники – в кварциты, пустотное пространство которых представлено преимущественно трещинами. Трещинный тип коллекторов в глубокозалегающих горизонтах преобладает. Проанализированные в настоящей статье интервалы являются переходными между поровыми и кавернозными коллекторами малых глубин и трещинными – больших. С глубиной меняются физические свойства по-

род, и, следовательно, информативность различных геофизических параметров, а также возможность их использования для оценки ФЭС коллекторов, что и наблюдается в реальных разрезах Вуктыльского автохтона (карбонатном) и Югидской группы месторождений (терригенном). Важно знать, что если на глубине, превышающей 3 км, в тектонически сложном районе вблизи глубинных разломов промыслово-геофизические данные не показывают присутствие коллектора в пласте, необходимо руководствоваться результатами макро- и микроисследований керна, а также первичными скважинными данными, включающими характеристику шлама, в том числе термогазовую. Их использование позволит более точно рекомендовать интервалы опробования скважин, а также уточнить литологический состав пород, минералогическую характеристику обломочной части и цемента, что необходимо для выбора способа опробования, включающего количество перфорационных дыр, выбор химреагентов и состава бурового раствора.

Таким образом, микроисследования (микролитологические и микротектонические) керна в комплексе с петрофизическими методами на стадии разведки позволяют уточнить местоположение продуктивных интервалов по стволу скважин, увеличить площадь залежей УВ и в итоге увеличить количество ресурсов и запасов нефти и газа, в том числе геологических и извлекаемых. Основным результатом комплексного анализа данных микроисследования керна методом больших шлифов, петрофизических исследований и данных ГИС является обоснование мероприятий и управленческих решений со стороны недропользователя и государства по увеличению и освоению углеводородного потенциала изучаемых участков недр. Своевременное и сбалансированное вовлечение в разработку большего (в сравнении с традиционными петрофизическими исследованиями) числа продуктивных интервалов, несомненно, повысит эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений за счет дополнительной добычи УВ и, соответственно, отразится на увеличении реальных денежных потоков добывающих компаний, работающих в секторе upstream отечественного ТЭК.

Список литературы

1. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1984. – 64 с.
2. Гмид Л.П. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л.Г. Белоновская, Т.Д. Шибина и др.; под ред. А.М. Жаркова. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.
3. Вишератина Н.П. Неструктурные ловушки в фаменско-турнейских карбонатных отложениях Вуктыльского автохтона / Н.П. Вишератина, Т.В. Антоновская // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: науч.-техн. сб. в 4 ч. – Ч. 1: Геология, геофизика и бурение. – Ухта: Севернипгаз, 2005. – С. 80–92.
4. Разманова С.В. Влияние петрографических и петрофизических исследований на результаты оценки запасов и промышленную значимость газоконденсатных месторождений / С.В. Разманова, В.Н. Абрамов, Т.В. Антоновская // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях: сб. материалов науч.-техн. конфер. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 221–227.
5. Брайан М. Основы геохимии / М. Брайан; пер. с англ. Т.М. Сушевской; под ред. В.В. Щербина. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
6. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах / отв. ред. Б.К. Прошляков // Тез. докл. Всесоюз. семинара. – М.: МИНХиГП им. И.М. Губкина, 1975. – 192 с.
7. Чепиков К.Р. Постседиментационные преобразования пород-коллекторов / К.Р. Чепиков, Е.П. Ермолова, Н.А. Орлова и др. – М.: Наука, 1972. – 90 с.
8. Кринари Г.А. Образование и миграция природных наночастиц в нефтяных пластах / Г.А. Кринари, М.Г. Храмченко. – Казань: Изд-во Казанского государственного университета, 2008. – 285 с.

УДК 553.98

Е.Д. Ковалёва, О.Г. Кананыхина, Ю.Б. Силантьев

Классификация запасов углеводородов России. Проблемы адаптации к международным стандартам

Первая классификация запасов углеводородов (УВ) России (СССР) была принята в 1928 г. Впоследствии она периодически (в 1932, 1937, 1942, 1953, 1959, 1970, 1983, 2001 гг.) пересматривалась в связи с изменением классификационных требований [1]. До 2001 г. действовала классификация запасов УВ месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов, утвержденная постановлением Совета Министров СССР от 08.04.1983 г. В связи с переходом на рыночные механизмы регулирования недропользованием актуальным стал переход на международные стандарты.

Для приближения к международной категоризации запасов и ресурсов УВ в 2001 г. была принята Временная классификация, которая впоследствии была трансформирована в утвержденную 23.12.2005 г. Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих ископаемых, приближенную к требованиям SPE/WPG/AAPG (американская объединенная классификация). Переход на новую классификацию планировался в 2009 г., однако, скорее всего, он продлится до 2014–2020 гг.

Принятая в настоящее время категоризация запасов и ресурсов основывается исключительно на анализе геолого-информационных критериев региональной и детальной изученности, степени разбуренности и т.д. Разведанные запасы представлены категориями А, В и C_1 , предварительно оцененные – C_2 , а потенциальные запасы – C_3 . Прогнозные ресурсы представлены категориями D_1 , D_2 и D_3 . В практике геологоразведочных работ (ГРП) категория C_3 часто рассматривалась как локализованные ресурсы [2].

Запасы природного газа считаются полностью извлекаемыми. В отношении запасов нефти и газового конденсата извлекаемые запасы рассчитываются на основании геолого-технологических факторов, контролирующих извлекаемость этих УВ. Запасы категорий А, В и C_1 считаются промышленными. До последнего времени их величина определяла уровни добычи. В настоящее время объемы добычи УВ определяются по сумме запасов А, В, C_1 и C_2 .

Для залежи или ее части рассчитываются запасы категорий А, В и C_1 , которые были разбурены эксплуатационной сеткой (А), освоены в соответствии с опытно-промышленной эксплуатацией (В) или находятся в ареале продуктивных скважин (C_1). Следовательно, пространственная кластеризация промышленных запасов определяется степенью освоенности (А, В), изученности (А, В, $C_1 + C_2$) и достоверности имеющейся геолого-геофизической информации.

Ресурсы УВ категорий D_1 и D_2 различаются степенью геологической изученности и доказанности промышленной нефтегазоносности региональных структур: ресурсы D_1 связаны с регионами и нефтегазоносными комплексами с доказанной нефтегазоносностью, а D_2 – с региональными объектами УВ, в пределах которых перспективы нефтегазоносности прогнозируются на основе комплекса геологических и геофизических исследований.

Таким образом, спорным элементом классификации является категория запасов C_3 (вариант 1983 г.), которая соответствует локализованным (перспективным) ресурсам УВ, подготовленным для поиска ловушек [3] в пределах нефтегазоносного района. Следовательно, она соответствует категориям D_0 (вариант 2001 г.) или D'_1 (вариант 2005 г.).

Приведенная информация указывает на корреляцию категорийности запасов и ресурсов этапам освоения объекта УВ (проведения ГРП) (табл. 1).

Ключевые слова:

углеводороды, классификация запасов, эволюция, международные стандарты, этапность.

Keywords:

hydrocarbons, reserves classification, evolution, international standards, stages.

Таблица 1

Этапы геологоразведочных работ на нефть и газ

Стадия	Этапы	Объекты изучения	Задачи	Итоговая оценка (категории ресурсов/запасов)
Допроисковая (региональная)	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны (и их части)	Выбор направлений и объектов	D ₂ (частично D ₁)
	Оценка перспектив нефтегазоносности	Зоны нефтегазонакопления	Обоснование очередности ГРП	D ₁ (частично D ₂)
Поисковая	Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению	Районы с установленной (и возможной) нефтегазоносностью	Выбор объектов для поиска	C ₃
	Поиск и оценка месторождений	Подготовленные ловушки	Подсчет запасов, разведка и перевод запасов из категории C ₃ в промышленные категории C ₁ и C ₂	C ₂ (частично C ₁)
Разведочная	Разведка и опытно-промышленная эксплуатация	Промышленные месторождения (залежи)	Разведка и перевод запасов категории C ₂ в категорию C ₁ , уточнение подсчета запасов	B, C ₁ (частично C ₂)
	Эксплуатационная разведка	Разрабатываемые месторождения (залежи)	Доразведка, уточнение подсчета запасов	A, B (частично C ₁)

Очевидно, что жизненный цикл ГРП характеризуется неуклонным повышением категоричности и достоверности оценок запасов и ресурсов.

Отметим, что в процессе освоения углеводородного потенциала возможны несколько сценариев перевода ресурсов в запасы промышленных категорий (и предварительно оцененные). Наличие нескольких, даже взаимоисключающих сценариев обусловлено имеющимся геолого-информационным материалом, индивидуальным опытом исследователей, технологическими инновациями и т.д.

Развитие геолого-информационного пространства определяет динамику оценок начальных суммарных ресурсов и запасов УВ. Например, запасы газа Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) с момента первого подсчета увеличились более чем в шесть раз. Это указывает на вероятностную природу имеющихся оценок ресурсов и запасов, уровень достоверности которых со временем повышается.

Другой пример – Левобережное ГКМ (Иркутская область). В принятой оценке запасы C₂ превышают C₁ на три порядка, что указывает на спекулятивный характер оценки запасов УВ этого месторождения.

Аналогичный подход наблюдается и в оценке ресурсов УВ ряда субрегионов. Для примера рассмотрим оценку ресурсов УВ двух лицензионных участков Западной Камчатки – Крутогоровского и Сухановского, проведенную De Golyer Mak Naughton. Площади участков составляют менее 5 % площади Охотоморской нефтегазоносной провинции, а их ресурсы оценены почти в 40 % от ее ресурсного потенциала (вариант Министерства природных ресурсов, 2003 г.). Такая оценка сопоставима с величиной углеводородного потенциала Северо-Сахалинского шельфа.

В настоящее время в мире имеются более 150 различных классификационных систем запасов и ресурсов углеводородного сырья [2, 3]. Это обусловлено разными причинами, которые можно объединить в три группы: исторические, разные принципы кластеризации, семантические.

Исторически сложилось, что в XX веке «восточные» классификационные системы (стран социалистического лагеря) основывались на геологической изученности, в то время как «западные» (стран капиталистического лагеря) – на экономике и возможной адаптации (в аспекте товарно-ликвидной стоимости) запасов и ресурсов к рынку. Иначе говоря, эти клас-

сификации отражали разные идеологии функционирования экономики двух систем: в рамках государственного регулирования (восточная) и рыночного ведения хозяйства (западная). В настоящее время возникает необходимость создания универсальной классификации, которая обусловлена развитием на западе систем управления ресурсами, а на востоке – внедрением инвестиционного менеджмента. Таким образом, отмечается слияние идеологий (целевых направлений) систем классификаций.

В табл. 2 приведено сопоставление основных систем категоризации запасов и ресурсов УВ.

Основой для представленных систем является корреляция их с достоверностью (вероятностью) оценок. Однако вариант ООН (UNFC 2004), в котором использован 3D вариант кластеризации запасов, учитывает три ключевых атрибута:

- экономический (E);
- технологический (F);
- геологический (изученность) (G).

В настоящее время алгоритм классификации запасов в принятом в РФ варианте представляет собой группирование кластеров в рамках матрицы «изученность/освоенность» (рисунок).

Цель новой классификации РФ – приблизить требования по кластеризации запасов УВ к международным, более приемлемым для условий рыночной экономики. Основные изме-

нения (по сравнению с вариантом классификации 1983 г.) связаны с применением экономической оценки запасов и степени их промышленного освоения. Новый вариант классификации в настоящее время не отвечает ее основной цели – формированию принципов (алгоритмов) подсчета и государственного учета запасов и ресурсов углеводородного сырья, поскольку в нем не описан алгоритм их экономической оценки, на базе которой планируется разработка методических документов [2].

По предварительным данным, переход на новую классификацию запасов УВ произойдет за счет их межкатегорийной трансформации. Поскольку запасы категории C_1 являются базовыми для обоснования их промышленного освоения, они сократятся: частично перейдут в запасы категории В, частично – в C_2 .

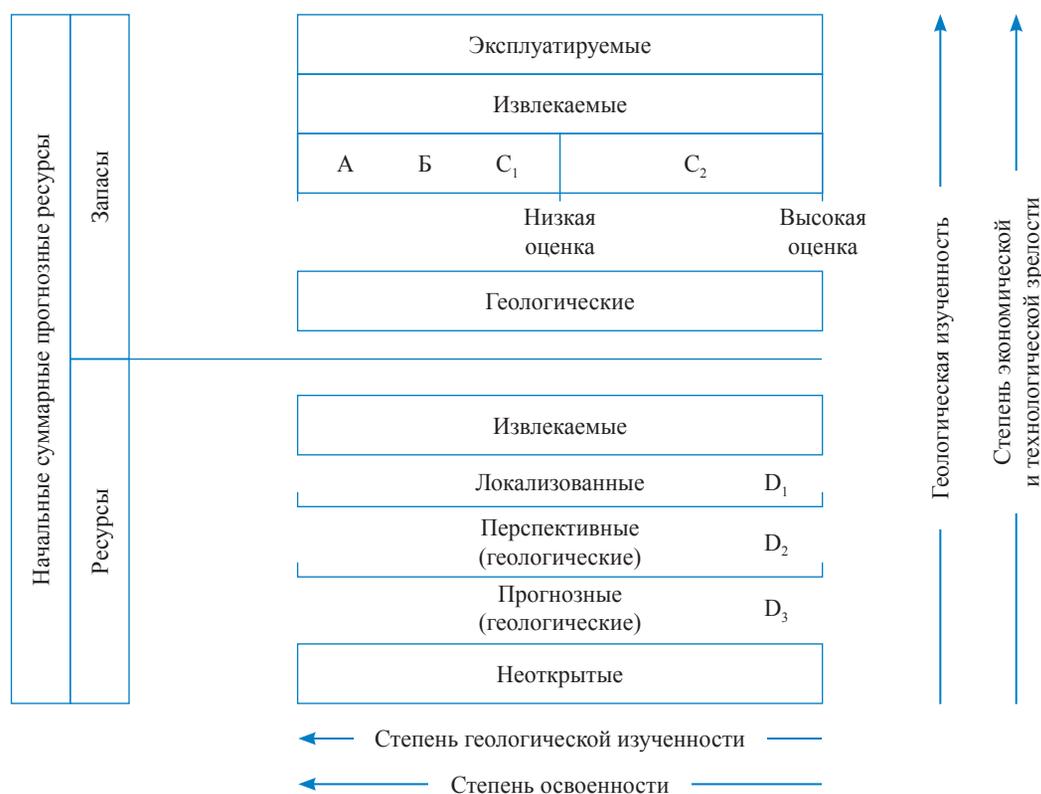
В экономическом аспекте планируется обособление нормально- и условнорентабельных ресурсов и запасов, граница между которыми априори носит скользящий характер, что обусловлено рыночными и географическими условиями (цены, наличие газотранспортной системы, потребителя и т.п.) и определяет динамичность их оценок.

Семантические несовпадения (нормальнорентабельные, непромышленные, маргинальные и т.п.), особенно в аспекте коммерческих оценок определяют переходный характер новой российской классификации запасов.

Таблица 2

Сопоставление классификаций запасов (ресурсов) УВ

	Классификации				
	SPE/AAPG (2001)	GSA (2002)	РФ (1983)	РФ (2005)	USGS (1980)
Reserves (запасы)	Proved (1P) (установленные)	Proved (установленные)	A + B + C ₁	A + B + C ₁	Indicated (установленные)
	Probable (вероятные)	Probable (вероятные)	C ₂	C ₂	Inferred (выявленные)
	Proved + Probable (2P) (установленные + вероятные)	Proved + Probable (установленные + вероятные)			
	Possible (возможные)	Possible (возможные)	C ₂	C ₂	Inferred (выявленные)
	Proved + Probable + Possible (3P) (установленные + вероятные + возможные)	Proved + Probable + Possible (установленные + вероятные + возможные)			
Resources (ресурсы)	Low est (низкая оценка)	Low est (низкая оценка)	C ₃	D ₁ (D ₀)	Indicated (установленные)
	Best est (оптимальная оценка)	Best est (оптимальная оценка)	D ₁	D ₂	Inferred (выявленные)
	High est (высокая оценка)	High est (высокая оценка)	D ₂	D ₃	



Классификационная схема запасов и ресурсов УВ

В значительной мере это связано с отсутствием принятого и адаптированного механизма стоимостных оценок запасов и ресурсов и т.п.

Однако основной проблемой является оптимальное сведение трех выделяемых атрибутов (критериев): E, G и F в единую систему в условиях регионального геолого-информационного пространства. Последнее в пределах России, по сравнению с Северной Америкой, характеризуется меньшей изученностью, исключение составляют лишь некоторые регионы: Северный Кавказ, Северный Сахалин (суша) и др.

Таким образом, предлагаемый к внедрению вариант классификации запасов и ресурсов углеводородов РФ не может рассматриваться как базовый документ для разработки инструкций по их подсчету и требует кардинальной корректировки. Очевидно, что в ближайшее время основой для реализации инвестиционных нефтегазовых проектов останется вариант классификации 1983 г. и связанное с ним геолого-информационное поле. Это обусловлено низкой региональной изученностью нефтегазоносных территорий России, оставшейся на уровне двадцатилетней давности.

Повышение уровня региональной изученности запасов и ресурсов углеводородов и приближение новой классификации РФ к западным стандартам позволят лучше адаптировать ее к вариантам UNFC 2004 и SPE/WPG/AAPG.

Список литературы

1. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа / К.Э. Халимов. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2003. – 188 с.
2. Габриэлянц Г.А. Гармонизация классификаций запасов нефти и газа будет продолжаться / Г.А. Габриэлянц // Нефть и Капитал. – 2006. – № 1. – С. 43–46.
3. Немченко Н.Н. Сопоставление классификаций ресурсов и запасов нефти и газа России и США / Н.Н. Немченко, М.Я. Зыкин, И.С. Гутман и др. // Геология нефти и газа. – 1996. – № 8. – С. 20–24.

УДК: 622.279:339.1

С.Б. Коротков, Е.В. Семёнова, В.В. Яковенко

Ресурсная база, прогнозы добычи и потребления природного газа в европейских странах

Согласно данным Oil&Gas Journal на конец 2012 г. [1], доказанные запасы традиционного газа европейских стран, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), – Австрии, Бельгии, Чехии, Дании, Финляндии, Франции, Германии, Греции, Венгрии, Ирландии, Италии, Нидерландов, Польши, Португалии, Словакии, Испании, Швеции, Швейцарии, Турции, Великобритании – оцениваются в 3,9 трлн м³, из которых 85 % (3,3 трлн м³) принадлежат Норвегии и Нидерландам. Основная часть запасов сосредоточена в Северном и Норвежском морях (табл. 1).

За последние 10 лет доказанные запасы газа европейских стран снизились с 5,7 трлн м³ в 2001 г. до 3,9 трлн м³ в 2011 г., т.е. более чем на 30 % (рис. 1). Накопленная добыча газа за этот период составила 3,2 трлн м³. Обеспеченность запасами газа на текущий момент составляет 14 лет при сохранении текущих уровней добычи.

Ключевые слова:

газ, ресурсная база, спрос и предложение природного газа.

Keywords:

gas, resource base, demand and supply of natural gas.

Таблица 1

**Доказанные запасы газа европейских стран,
(по данным работы [2] на конец года)**

Страны	Запасы, млрд м ³						
	по данным Cedigaz			по данным Oil & Gas Journal			
	1990 г.	2010 г.	2011 г.	1990 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Норвегия	2353,0	2762,0	2685,0	1717,0	2039,8	2007,7	2070,0
Нидерланды	1950,0	1390,0	1312,0	1723,0	1388,2	1303,2	1230,0
Великобритания	540,0	520,0	481,0	560,0	256,1	253,1	246,0
Германия	244,0	87,0	80,0	351,0	175,6	175,6	125,0
Дания	167,0	101,0	97,0	127,0	58,2	52,0	43,0
Прочие	759,0	239,0	233,0	598,0	297,4	228,4	221,9
Итого	6013,0	5099,0	4888,0	5076,0	4215,3	4020,0	3935,9

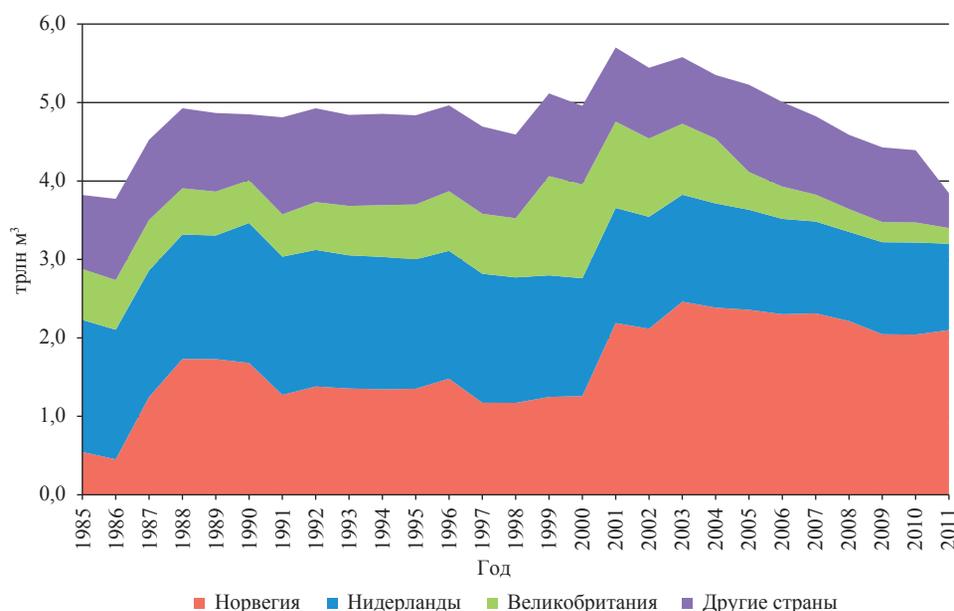


Рис. 1. Динамика запасов природного газа в европейских странах, входящих в ОЭСР, по данным компании BP [3]

Основные запасы газа европейских стран сосредоточены в нефтегазоносной области Северного моря, которая входит в состав Центрально-Европейского бассейна и приурочена к Североморской синеклизе. Нефтегазоносная область Северного моря (около 700 тыс. км²) расположена в пределах одноименной акватории и на шельфе (500 тыс. км²) прилегающих

стран – Великобритании, Нидерландов, ФРГ и Дании (рис. 2).

В этой нефтегазоносной области выделяется три крупных ареала нефтегазонакопления: Северный, Центрально-Североморский, Восточно-Английский. Продуктивными отложениями считаются формации верхнего палеозоя – палеогена.

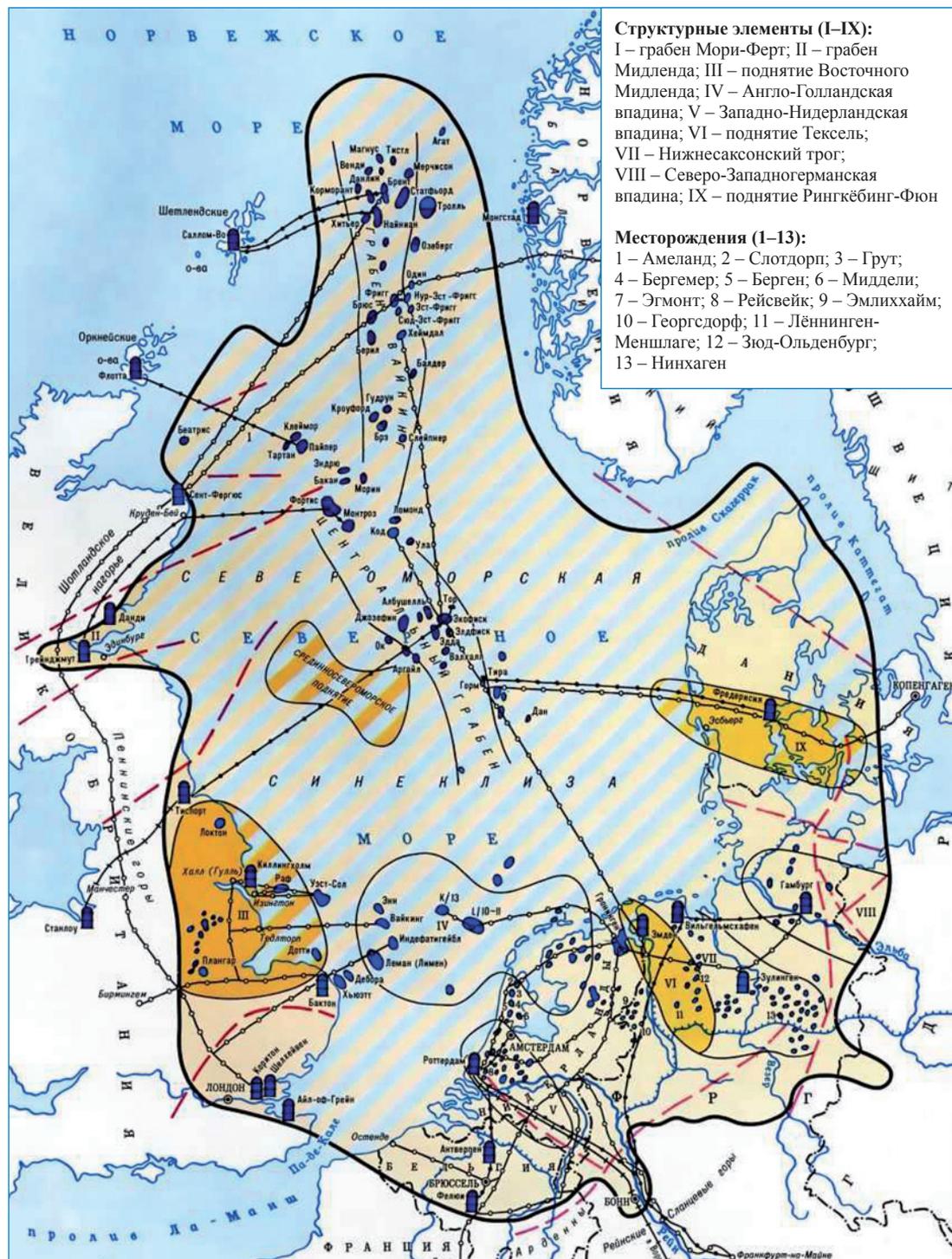


Рис. 2. Нефтегазоносная область Северного моря [4] (специальное содержание разработала Л.А. Файнгерш)

Осадочный чехол мощностью до 12 км представлен морскими и континентальными отложениями от девонского возраста до четвертичных. Региональной покрывкой является мощная соленосная толща верхнепермского возраста (цехштейн). Зоны нефтегазонакопления приурочены в подсолевом комплексе к склонам крупных поднятий, в надсолевом – к грабенам (Вайнинг и Центральный) и впадинам. Преимущественно газоносны отложения каменноугольного, пермского и нижнетриасового возраста; нефтегазоносны отложения среднего и верхнего триаса, юры, мела, палеогена, залегающие на глубинах 100÷4000 м. Коллекторы гранулярные и трещинные, покрывки сложены глинистыми и соленосными породами.

Весь шельф Северного моря поделен между Великобританией, Норвегией, Данией, Германией и Нидерландами на экономические зоны эксплуатации (рис. 3).

К 1986 г. открыто 211 нефтяных и газо-нефтяных, 160 газовых и газоконденсатных месторождений, из них на шельфе – соответственно 97 и 58. Наиболее крупными являются газовые месторождения Гронинген (запасы – 1960 млрд м³), Тролль (1287 млрд м³), Леман (340 млрд м³) и Фригг (300 млрд м³). Глубина шельфовой зоны изменяется от десятков (Леман-Банк – 30, Экофиск – 70) до сотен (Фортис – 115, Берил – 125) метров.

Разработка месторождений на шельфе Северного моря начата в 1967 г. Крупнейшими газодобывающими странами в Европе являются Норвегия (годовая добыча – около 102 млрд м³), Нидерланды (65 млрд м³) и Великобритания (45 млрд м³).

В 2011 г. Норвегия была вторым в мире (после России) экспортером природного газа. Около 95 % норвежского природного газа поставляется по трубопроводам, 5 % – в виде

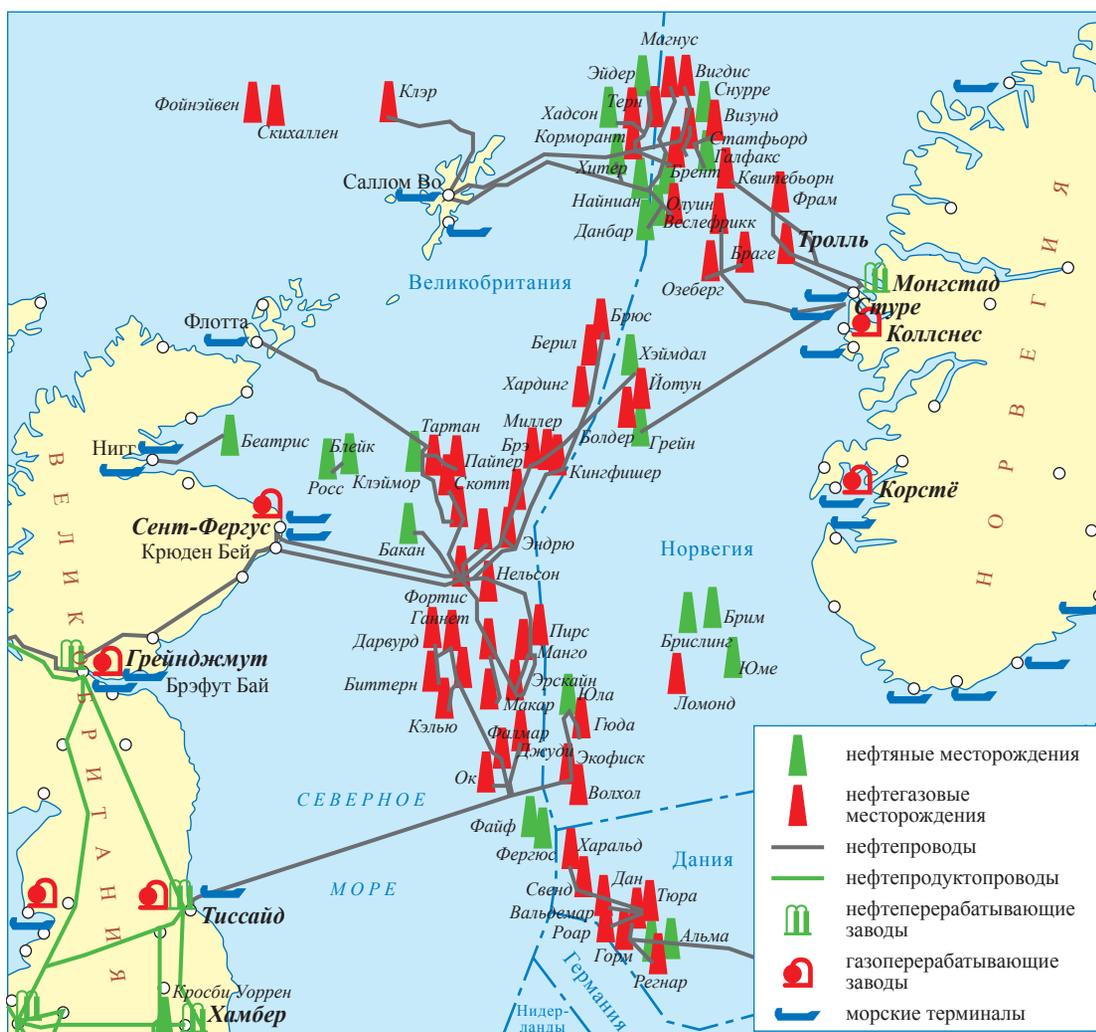


Рис. 3. Нефтяные и нефтегазовые месторождения северной и центральной частей Северного моря [5]

сжиженного природного газа (СПГ). Рост поставок норвежского природного газа в 2005–2010 гг. объясняется в основном увеличением экспорта в Великобританию. В 2010 г. его объем составил 25 млрд м³ – около 30 % всего использованного для внутреннего потребления природного газа в Великобритании. Самым крупным импортером норвежского газа остается Германия – около 30 млрд м³ в год (рис. 4).

Около 50 % газодобычи Норвегии в последние годы обеспечивают два газовых месторождения – Ормен Ланге и Тролль (с запасами 0,4 и 1,3 трлн м³ соответственно). Согласно

прогнозам Норвежского нефтяного директората, в 2012–2015 гг. добыча газа в Норвегии будет оставаться на постоянном уровне – около 110÷115 млрд м³/год. К 2020 г. добыча газа на действующих месторождениях Норвегии снизится до 80÷90 млрд м³ в год и только ввод в эксплуатацию новых месторождений позволит сохранить текущие уровни его добычи (рис. 5).

Этот прогноз учитывает добычу газа на всех известных газовых месторождениях (исходя из остаточных запасов) и на перспективных объектах Норвежского моря, освоение которых планируется начать после 2016 г.

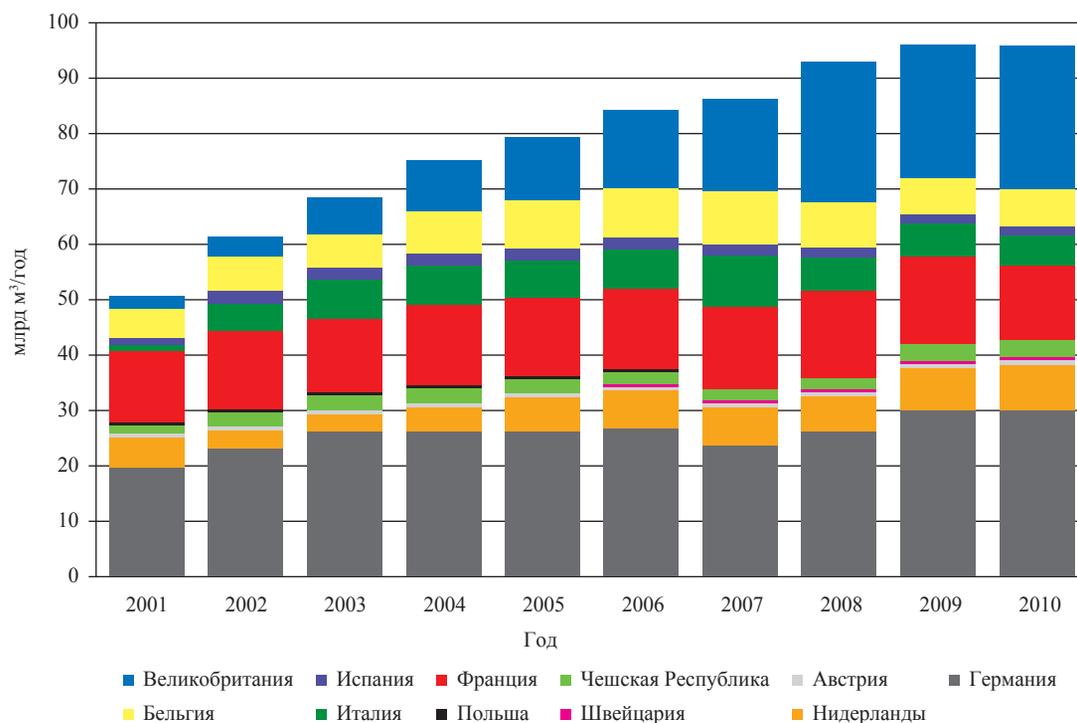


Рис. 4. Объемы импорта норвежского газа европейскими странами [3]

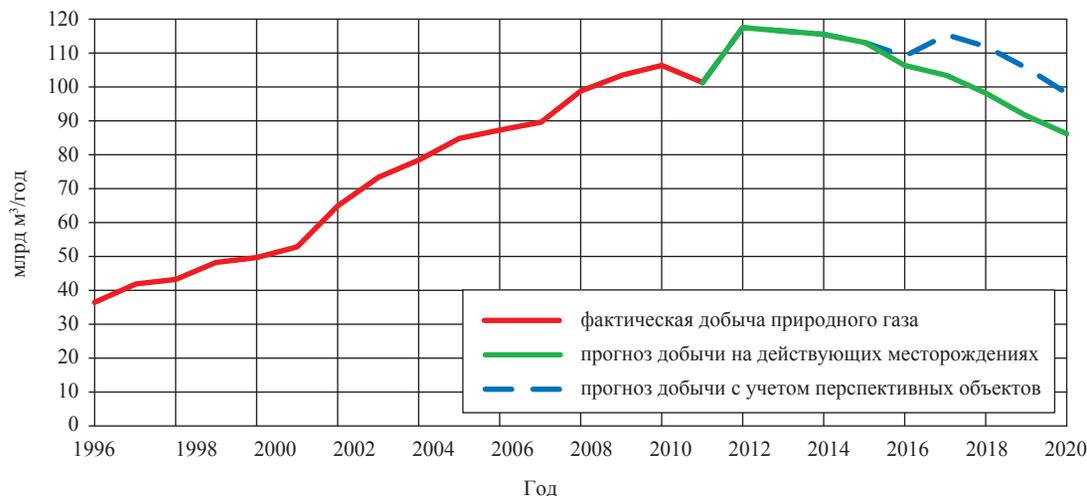


Рис. 5. Прогноз добычи природного газа в Норвегии [6]

К перспективным объектам могут быть отнесены месторождения Аста Ханстин (в прошлом Луфа) с запасами 46 млрд м³, Линорм (24 млрд м³), блок 6506/6-1 (27 млрд м³) и др. Суммарные запасы газа этих месторождений оцениваются в 100 млрд м³, что соответствует годовому объему его экспорта. Добыча газа на этих месторождениях позволит продлить плато производства норвежского природного газа на несколько лет.

Крупнейшие газовые проекты Норвегии, которые могут обеспечить пиковую добычу

газа (не выше 7,5 млрд м³/год) в ближайшие 3÷5 лет, представлены в табл. 2.

В британской зоне Северного моря обнаружено более 80 газовых месторождений с разведанными запасами 0,4 трлн м³ (данные на конец 2011 г.). В настоящее время в Великобритании эксплуатируются 37 месторождений. Крупнейшие газовые проекты, которые могут обеспечить пиковую добычу газа (около 2,0 млрд м³/год) в ближайшие 3÷5 лет (что, однако, не окажет существенного влияния на темпы падения добычи), представлены в табл. 3.

Таблица 2

Крупнейшие нефтегазовые проекты Норвегии [7]

Проект	Год пиковой добычи	Жидкие углеводороды (УВ), тыс. барр./сут	Газ, млн м ³ /сут	Оператор
Brynhild	2014	12		Lundin
Dagny	2015+	65	1,91	Statoil
Edvard Grieg (Luno)-Draupne	2016	130	0,04	Lundin
Ekofisk South	2013+	70		ConocoPhillips
Eldfisk II	2013	70		ConocoPhillips
Goliat	2013	100	1,4	Eni
Gullfaks South	2014			Statoil
Hild	2016			Total
Luva	2013		6,2	Statoil
Marulk	2012	35		Statoil
Skarv-Idun	2011	90	6,87	BP (м-е Skarv), Statoil (м-е Idun)
Trestakk	2013	40	1,24	Statoil
Valemon	2015			Statoil
Visund South	2012			Statoil
Valhall	2011	150	1,81	BP
Итого		762	19,47	

Таблица 3

Крупнейшие нефтегазовые проекты Великобритании [7]

Проект	Год пиковой добычи	Жидкие УВ, тыс. барр./сут	Газ, млн м ³ /сут	Оператор
Alder	2014	9	0,83	Chevron
Cheviot	2013	25	0,52	ATP
Ekofisk South	2014	70		ConocoPhillips
Eldfisk II	2015	70		ConocoPhillips
Fram	2015+	20	1,45	Shell
Fyne	2013	19		Antrim
Golden Eagle, Peregrine	2014+	70		CNOOC
Huntington	2012	27	0,62	E.On Ruhrgas
Jasmin	2013	86		ConocoPhillips
Kinnoull	2013	35	0,31	BP
Laggan-Tormore	2011	90		Total
Rosebank	2015+			Chevron
Shiehallion, Loyal	2016	130	1,29	BP
Итого		651	5,02	

Пик добычи газа в Великобритании был пройден в 2000 г., и за последние 10 лет добыча снизилась более чем вдвое: со 105 млрд м³ в 2001 г. до 45 млрд м³ в 2011 г. В последние годы добыча газа в британском секторе Северного моря сокращалась в среднем на 7 % в год, а в 2011 г. сократилась на 20 % по сравнению с 2010 г. (рис. 6). По этой причине в последние 5 лет Великобритания удвоила объемы импорта газа до 40 млрд м³/год. Главным поставщиком СПГ в Великобританию в 2011 г. стал Катар, поставивший около 21 млрд м³.

По состоянию на конец 2011 г. доказанные запасы газа Нидерландов составляли 1,3 трлн м³, 75 % из которых сосредоточено в пределах крупнейшего в Европе континентального месторождения газа Гронинген, 13 % – на континентальном шельфе страны. Добыча газа в Нидерландах в 2011 г. составила 64 млрд м³. В структуре валовой добычи газа на долю ме-

сторождения Гронинген приходится около 65 % всей добычи в стране, на шельфовые месторождения – 25 %. Всего в начале 2011 г. в эксплуатации находилось 239 месторождений газа, в том числе 137 – на шельфе.

Нидерланды – единственный в Европейском союзе нетто-экспортер газа. В 2011 г. страной было экспортировано 52,9 млрд м³, при импорте 21,8 млрд м³ (в том числе 0,3 млрд м³ СПГ). Основным импортером газа является Германия, крупные поставки осуществляются также в Италию, Великобританию, Францию и Бельгию.

Проанализировав ресурсную базу и прогнозы добычи газа основных добывающих стран Европы, авторы статьи пришли к выводу, что к 2020 г. суммарный объем добычи газа европейских стран снизится с 280 до 230 млрд м³. Снижение объемов добычи произойдет во всех странах, кроме Норвегии (рис. 7).

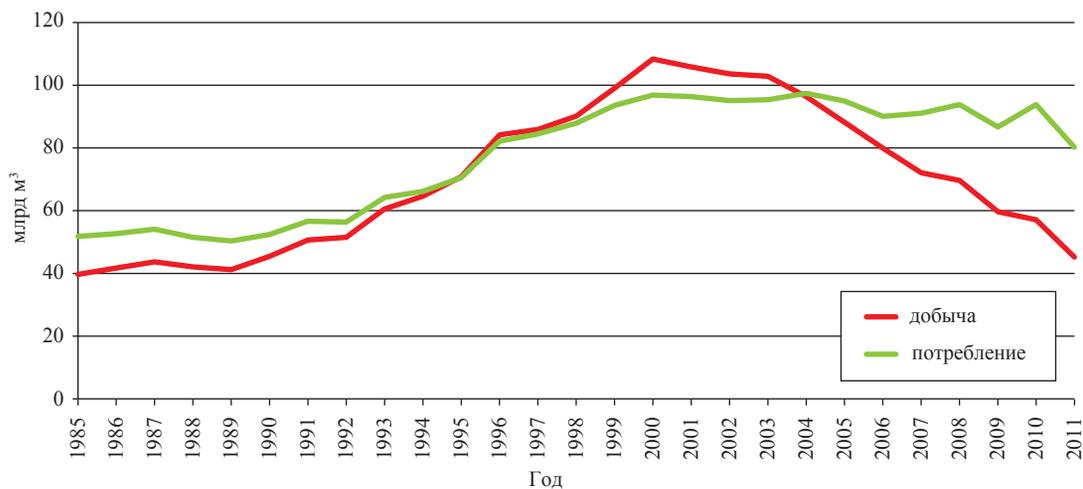


Рис. 6. Динамика газового баланса Великобритании [3]

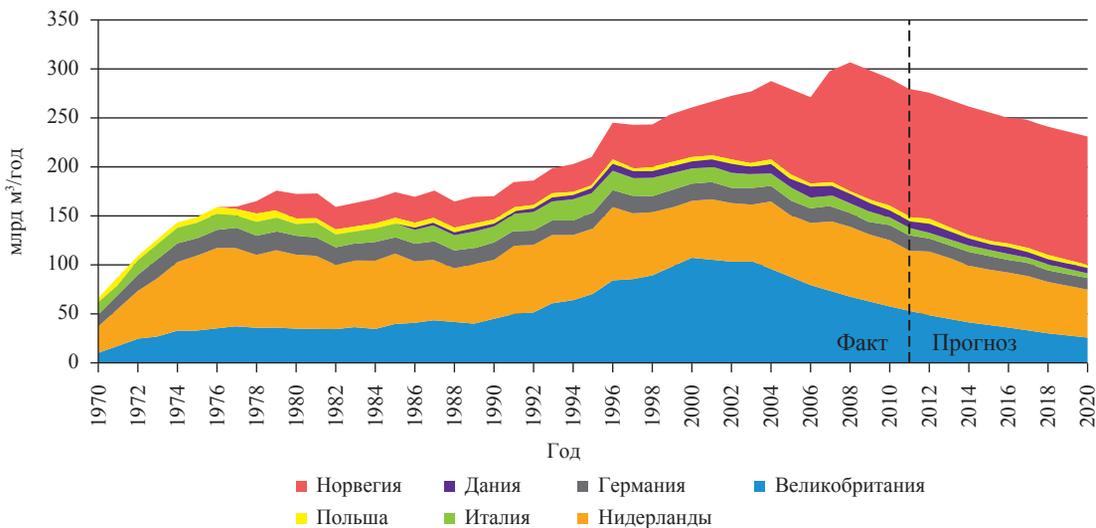


Рис. 7. Динамика добычи газа европейских стран, входящих в ОЭСР [2]

Согласно прогнозу, выполненному на основе доказанных запасов, добыча газа в европейских странах в 2030 г. не превысит 140 млрд м³. Проведенные авторами расчеты подтверждаются данными, полученными ИНЭИ РАН и Российским энергетическим агентством, согласно которым внутренняя добыча газа в Европе к 2020 г. упадет на 25÷30 %. Маловероятно, что европейским странам удастся компенсировать такое падение добычи за счет внутренних ресурсов газа.

В настоящее время в Европе проводится изучение ряда перспективных геологических структур с целью оценки ресурсов нетрадиционного, в основном сланцевого газа. Однако оценить возможности его добычи проблематично, поскольку исследования находятся на начальном этапе. По оценке авторов настоящей статьи, даже в случае успешного освоения запасов сланцевого газа к 2030 г. доля импорта газа европейскими странами, скорее всего, существенно вырастет – с 230 до 450 млрд м³.

Наращивание европейскими странами мощностей по импорту СПГ может покрыть

весь прирост спроса на газ, который в среднесрочной перспективе будет расти в среднем на 1,3 % в год, достигнув к 2020 г. 550 млрд м³ (по сравнению с 513 млрд м³ в 2011 г.).

К пяти ведущим европейским поставщикам СПГ относятся: Катар (объем годового экспорта – 43,4 млрд м³), Алжир (16,8 млрд м³), Нигерия (15,7 млрд м³), Египет (4,3 млрд м³), Тринидад и Тобаго (3,9 млрд м³). В долгосрочной перспективе импорт СПГ в Европу, скорее всего, будет увеличиваться. В настоящее время уже существует целый ряд перспективных проектов по импорту СПГ из стран Северной и Восточной Африки, Восточного Средиземноморья. В ближайшие 3–5 лет дополнительная мощность заводов по импорту СПГ, строящихся в европейских странах, возрастет до 26 млн т/год (35,4 млрд м³/год) (табл. 4).

По оценке некоторых экспертов, в 2030 г. совокупный спрос на природный газ в регионе может превысить 600 млрд м³/год, а в 2050 г. – 680 млрд м³ (рис. 8).

Однако учитывая, что европейский энергетический рынок еще в докризисное время

Таблица 4

Строящиеся в Европе регазификационные терминалы СПГ [8]

Страна	Проект	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, млн т/год	Мощность, млрд м ³ /год	Участники проекта
Португалия	Sines LNG (Expansion Phase)	2012	2,0	2,7	REN
Италия	Livorno (OS)	2013	2,7	3,7	E.On Ruhrgas, IREN, OLT Energy, Golfr
Испания	EI Musel (Gijon)	2013	5,8	7,9	Enagas
Испания	Bilbao (Expansion)	2014	2,5	3,4	Enagas, EVE, RREEF Infraestructura
Польша	Swinoujscie	2014	3,6	4,9	Gas-system S.A.
Франция	Dunkirk	2015	9,4	12,8	EDF, Fluxys, Total
Итого			26,0	35,4	

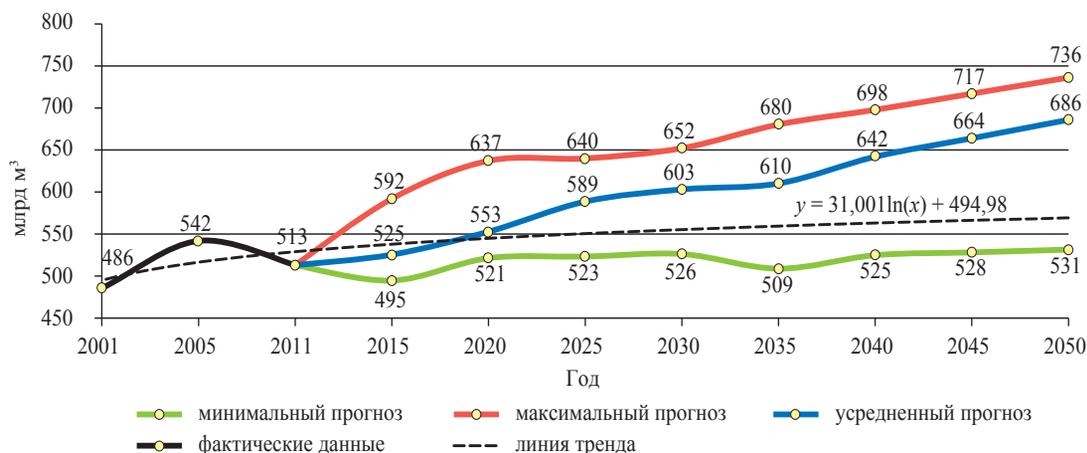


Рис. 8. Прогнозы спроса на природный газ в странах Европы, входящих в ОЭСР

вступил в стадию насыщения, свойственную развитым экономикам, в ближайшие десятилетия спрос на газ будет оставаться на текущем уровне 510–530 млрд м³, если экономический кризис не будет преодолен благодаря развитию альтернативной энергетики и повышению энергоэффективности.

Проведенный анализ показывает, что к 2020 г. суммарный спрос на газ в европейских странах будет превышать собственную добычу на 300 млрд м³ в год. Этот показатель может увеличиться до 450 млрд м³ к 2030 г. при условии сохранения темпов роста спроса на газ. По расчетам Энергетического центра бизнес-школы «Сколково», незаконтрагованный объем газа в 2020 г. может составить око-

ло 50 млрд м³, что создает определенные перспективы для увеличения поставок в Европу российского газа. Однако нельзя исключить увеличение импорта СПГ из стран Ближнего Востока, Африки и Азии благодаря его более низкой стоимости в сравнении с российским трубопроводным газом.

В настоящее время на фоне снижающегося спроса на газ на европейском рынке все более привлекательным для российских производителей становится растущий азиатский рынок. Одним из направлений увеличения экспортных поставок ОАО «Газпром» может стать наращивание объемов СПГ за счет добычи газа на Дальнем Востоке и п-ове Ямал.

Список литературы

1. Oil&Gas Journal. – 2012, December. – С. 28–31.
2. IEA Statistics // Natural Gas Information, 2012.
3. BP Statistical Review of World Energy. – 2012. – June.
4. Горная энциклопедия. – <http://www.mining-enc.ru>.
5. Топливо-энергетический комплекс России-XXI: атлас. – М.: ИНКОТЭК, 2011.
6. Ликверн Р. Добыча газа в Норвегии и прогноз до 2020 года / Р. Ликверн. – 2012. – <http://voprosik.net>.
7. Oil&Gas Journal. – 2012, October. – С. 70–82.
8. Proceed of the 25th World Gas Conference (Programme Committee B) in Kuala Lumpur, Malaysia, June 2012. – Kuala Lumpur, 2012.

УДК 553.04:553.981:553.982

Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов, А.Я. Гризик, Е.В. Юдина, Н.Г. Иванова

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородов и прогноз экспортного потенциала стран ближнего зарубежья (Туркменистана, Казахстана, Узбекистана)

Для принятия принципиальных управленческих решений ОАО «Газпром» необходима оценка современного состояния и прогноз развития минерально-сырьевой базы (МСБ) стран ближнего зарубежья, их экспортных возможностей и потребностей импорта на перспективу.

Прогноз развития МСБ этих стран осложняется целым рядом факторов (рис. 1). В Туркмении открыты новые крупные месторождения углеводородов, но информация относительно их запасов противоречива, а маршруты и объемы экспортных поставок не уточнены. В Казахстане важным источником экспорта будет попутный нефтяной газ, экспортные маршруты которого также не установлены. Узбекистан невысокими темпами, но наращивает добычу и экспорт, однако МСБ газодобычи в этой стране сильно истощена.

В условиях закрытости документальной информации о состоянии текущих запасов газа и конкретных результатах поисково-разведочных работ (ПРР) дать достоверную картину состояния и развития МСБ газодобычи в ряде стран ближнего зарубежья затруднительно. Несмотря на отсутствие достоверной информации, специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» успешно решают эту задачу, осуществляя мониторинг состояния МСБ газа этих стран на основе базовых данных [1, 2], а также экспертного анализа различных публикаций (данных международных аудитов, материалов конференций и других источников) [3–9].

Ключевые слова: начальные суммарные ресурсы, запасы углеводородов, природный газ, нефть, годовой уровень добычи, экспортный потенциал, импортные потребности, ближнее зарубежье.

Keywords: initial total resources, hydrocarbon reserves, natural gas, oil, annual production, export potential, import requirements, neighboring countries.



Рис. 1. Обзорная схема стран ближнего зарубежья

Для прогноза годовых уровней добычи, объемов экспорта и импорта на перспективу авторы настоящей статьи пользовались пятилетними периодами развития МСБ.

Туркменистан

По официальной оценке Министерства нефти и газа Туркменистана, начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов (УВ) республики, включая туркменский сектор Каспийского моря, оценены в объеме 45,4 млрд т у.т., в том числе нефти – 20,8 млрд т, газа – 24,6 трлн м³. Ресурсы туркменского шельфа Каспийского моря оценены в 18,2 млрд т у.т.

В соответствии с проведенной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» экспертной оценкой НСР газа Туркменистана к началу 2010 г. составили 24,6 трлн м³ (рис. 2).

В Туркменистане открыто свыше 180 месторождений УВ, около 120 из которых являются газовыми и газоконденсатными. Выявлено более 1000 перспективных на нефть и газ объектов. Можно выделить несколько крупных районов концентрации запасов и ресурсов природного газа (с востока на запад): Багтыярлыкский, Малай-Учаджинский, Марыйский, Карабиль-Бадхызский (месторождение Довлетабад-Донмез), Ачакский, Центрально-Туркменский, Западно-Туркменский, а также шельф Каспийского моря.

В Марыйском районе сосредоточены наибольшие запасы природного газа. Кроме практически выработанного месторождения Шатлык здесь в последние годы открыты новые крупные месторождения – Южная Иолотань – Осман, Большой Яшлар, Большой Гараджаовлак, а также выявлен ряд высокоперспективных структур.

Месторождение Южная Иолотань – Осман расположено в 50 км к юго-востоку от г. Мары и в 70 км к северо-востоку от уникального газового месторождения Довлетабад-Донмез, в юго-восточной части Мары-Серахской зоны дислокаций Мургабской впадины Амударьинского нефтегазоносного бассейна. Открыто в 2003 г.

Месторождение приурочено к двум структурам: Южная Иолотань и Осман, находящимся на расстоянии 40 км друг от друга. На первой из них приток газа (более 1,2 млн м³/сут) был получен в 2003 г., а приток нефти – в 2005 г. (скв. 12). В последующих нескольких разведочных скважинах из верхнеюрских отложений были получены притоки газа дебитом 1,2÷1,3 млн м³/сут. На структуре Осман в начале 2008 г. из того же стратиграфического интервала разреза был получен приток газа дебитом 5 млн м³/сут.

Пробуренные в седловине между структурами Южная Иолотань и Осман две разведочные скважины при опробовании в июне 2009 г. дали притоки газа более 1 млн м³/сут из карбонатных отложений оксфордского яруса верхней юры. Эти данные позволили предположить, что залежи газа на обеих структурах являются частями единого гигантского месторождения общей площадью около 2000 км² (рис. 3).

Природный резервуар образован карбонатным коллектором, крышкой служит соляно-ангидритовая толща гаурдакской свиты. Коллектор на структуре Южная Иолотань – Осман представлен отложениями кугитангской свиты (известняки доломитизированные, местами органогенные, иногда переходящие в мергели) и байгушлинской свиты (известняки комковатые, пелитоморфные, доломитизированные, иногда коралловые).

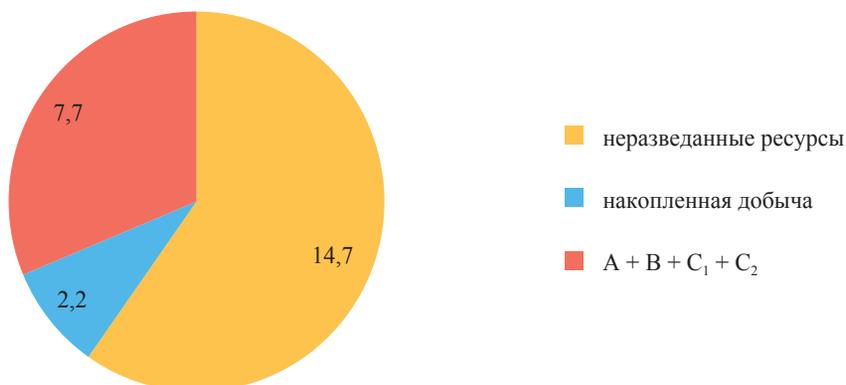


Рис. 2. Структура начальных суммарных ресурсов газа Туркменистана по состоянию на 01.01.2010 г., трлн м³

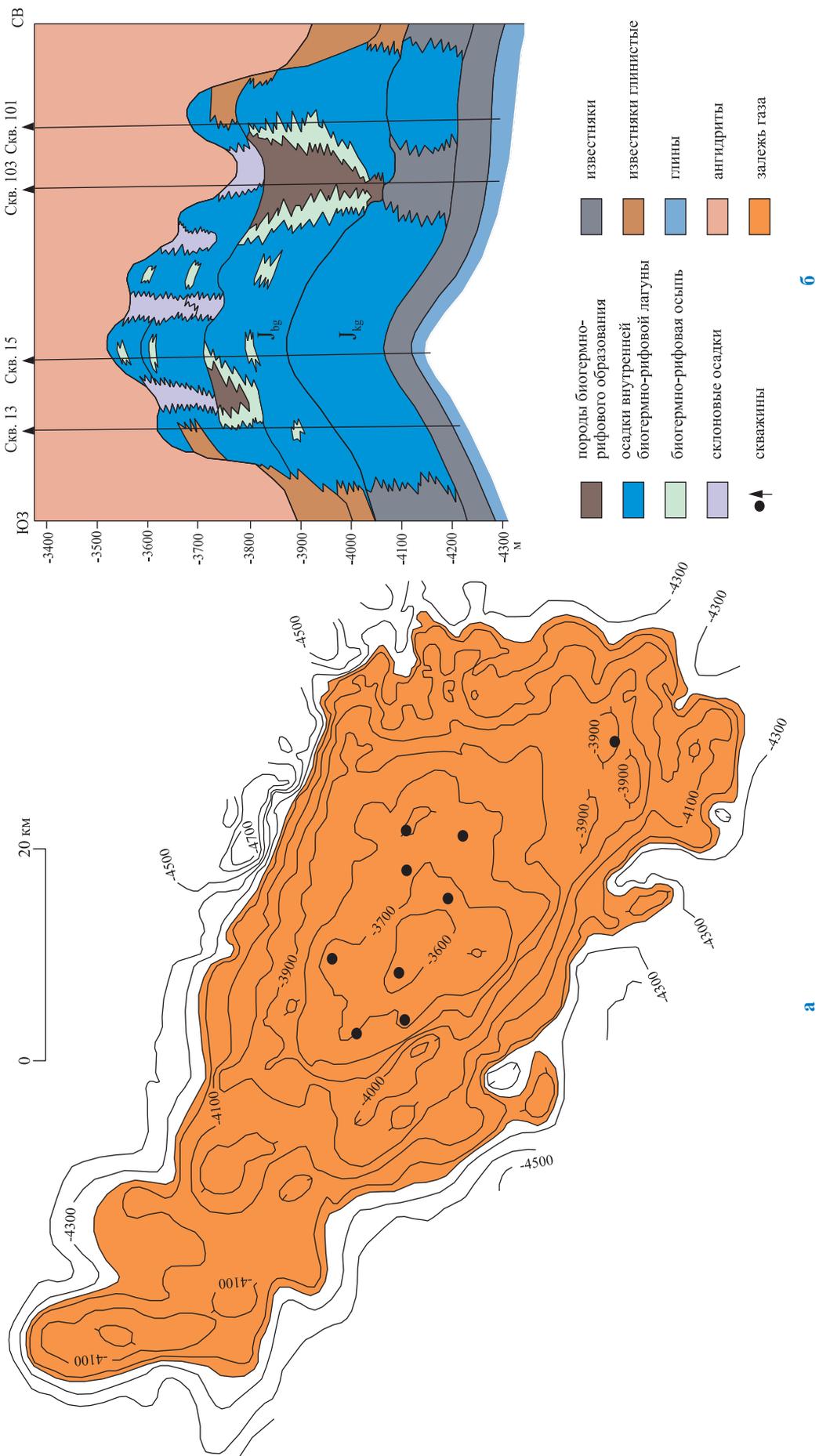


Рис. 3. Месторождение Южная Иологань – Осман (по данным ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2009 г.):
 а – структурная карта по кровле верхнеюрского продуктивного комплекса;
 б – схематический разрез верхнеюрского продуктивного комплекса ($J_{hg} - J_{kg}$)

Структура известняков и морфология кровли резервуара позволяют считать, что вскрытые скважинами коллекторы связаны с биогермно-рифовыми отложениями, формирующими органогенные постройки оксфордского возраста. Поисковые и разведочные скважины были заложены на вершины биогермов. Карбонатный оксфордский резервуар в целом включает не только рифовую, но и другие фации (видимо, лагунную, предрифовую (толщи компенсации) и др.), которые не вскрыты скважинами.

Кровля продуктивной толщи вскрыта на глубине около 3900 м. Открытая пористость известняков кугитангской свиты – 1,1÷13,9 %, байгушлинской свиты – 0,9÷19,8 % с преобладанием значений 5÷9 %. Мощность газонасыщенной части коллектора превышает 500 м.

Доступная в настоящее время информация о ресурсах газа месторождения Южная Иолотань – Осман лишена фактического обоснования. Согласно заключению аудиторской компании Gaffney, Cline & Associates (Великобритания, 2008 г.), ресурсы газа месторождения составляют по минимальной оценке – 4 трлн м³, по оптимальной – 6 трлн м³, по максимальной – 14 трлн м³.

За время, прошедшее с момента проведения независимого аудита, ГК «Туркменгеология» провела на месторождениях Южная Иолотань – Осман и Минара дополнительные 3D сейсмо-разведочные работы и пробурила ряд новых глубоких скважин. Это позволило туркменским геологам в 2010 г. переоценить запасы месторождений: запасы категории C₁ – 9,985 трлн м³, категории C₂ – 11,055 трлн м³, что в сумме составляет более 21 трлн м³. К сожалению, доказательных расчетов этих запасов не приводилось (площадь залежи, мощность продуктивной толщи, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов и т.д.).

В 2011 г. представители международной аудиторской компании Gaffney, Cline & Associates провели в г. Ашхабаде презентацию итогов второго этапа независимого аудита запасов крупнейших газовых месторождений Туркменистана (Южная Иолотань – Осман, Минара и Яшлар). По результатам аудита геологические запасы газа в зоне упомянутых газовых месторождений оценены в 26,2 трлн м³. При этом представителями аудиторов было отмечено, что эти данные могут измениться в сторону увеличения, так как до настоящего времени пределы северо-западной, юго-восточной и

западной границ уникального месторождения Южная Иолотань – Осман еще не определены.

В связи с открытием на территории Туркменистана сверхгигантской зоны газовых месторождений и в целях объединения месторождений Южная Иолотань – Осман, Минара и прилегающих к ним в единую систему указанные месторождения в соответствии с постановлением Президента Туркменистана от 18 ноября 2011 г. именуется газовым месторождением Галкыныш.

В 2009 г. специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была сделана попытка самостоятельной оценки ресурсов месторождения Южная Иолотань – Осман по скудным геологическим данным, которая составила 3 трлн м³. Эта цифра может рассматриваться как минимальный гарантированный объем газа по месторождению. К завышенным оценкам ресурсов (26,2 трлн м³), озвученным в 2011 г., необходимо относиться с осторожностью, которая обусловлена следующими факторами: неоднородностью природного резервуара, в том числе объемным соотношением рифовых и нерифовых фаций, возможной расслоенностью продуктивной части разреза по вертикали. Верхнеюрский карбонатный резервуар включает как минимум три типа коллекторов: рифовые, известняки-рухляки и плотные слоистые известняки, обладающие наихудшими ФЕС. Разведочные скважины бурились пока только на биогермы (рифы) (рис. 4). Продолжающееся разведочное бурение позволит уточнить истинные запасы месторождения. На начало 2009 г. на месторождении завершено строительством 10 скважин, в бурении находилось еще 6.

В настоящее время ускоренными темпами продолжают геологоразведочные работы и начато освоение месторождения Южная Иолотань – Осман для ввода его в эксплуатацию и доведения уже на первом этапе объема добычи товарного газа до 40 млрд м³/год. Опытно-промышленную эксплуатацию месторождения планируется начать до завершения разведочных работ. Освоение месторождения будут проводить компании Gulf Oil & Gas (бурение эксплуатационных скважин) и Petrofac (комплекс по сероочистке газа) из ОАЭ, китайская компания CNPC (объекты для добычи газа) и южнокорейский консорциум LG Hyundai (комплекс по сероочистке газа) [5, 6].

Доразведка и промышленное освоение месторождения Южная Иолотань – Осман потре-

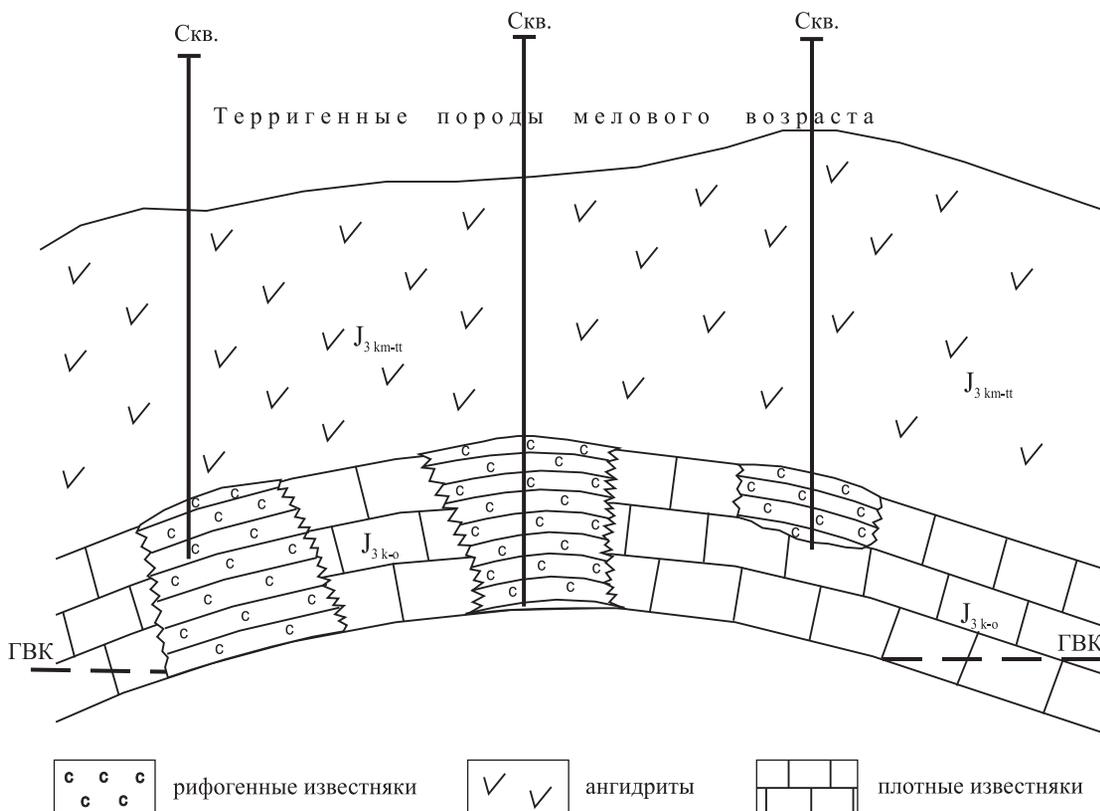


Рис. 4. Схематический профиль месторождения Южная Иолотань – Осман (ГВК – газоводяной контакт)

буют бурения глубоких (4,5÷5 км) скважин в сложных горно-геологических условиях (аномально высокое пластовое давление (АВПД) и рапопроявления); строительства мощных (крупнее Астраханского и Оренбургского газохимических комплексов) сероочистных и газоперерабатывающих комплексов; решения вопросов хранения и утилизации значительного объема серы; антикоррозионного исполнения скважинного и промыслового оборудования; реализации комплекса мероприятий по защите окружающей среды.

Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» показала, что в целом доразведка и освоение месторождения Южная Иолотань – Осман потребует около 15 млрд долл.

Освоение месторождения представляет определенные финансовые и технологические трудности:

- для полной разведки месторождения потребуется бурение около 30 скважин. При средней стоимости скважин глубиной 4600÷4800 м 10 млн долл. затраты на бурение составят не менее 300 млн долл., проведение детализационной сейсморазведки потребует около 100 млн долл. Всего геологоразведочные работы обойдутся в

400 млн долл. (некоторая часть затрат к настоящему времени уже реализована);

- природный газ практически всех продуктивных залежей верхнеюрского карбонатного комплекса Центральной Азии содержит кислые компоненты – H_2S и CO_2 . Концентрация H_2S изменяется от долей до 3÷4 %, CO_2 – от 1÷2 до 6÷8 %, что обуславливает необходимость создания крупнотоннажных сероочистных сооружений. Все вышеперечисленное (вместе с затратами на бурение эксплуатационных скважин и создание транспортной инфраструктуры) определяют высокую себестоимость газа месторождения Южная Иолотань – Осман.

Транспортировка газа с месторождения Южная Иолотань – Осман скорее всего будет осуществляться в двух направлениях: восточном – в Китай, по газопроводу Туркменистан – Китай (по мере истощения запасов месторождений северной части Восточной Туркмении) и западном – по газопроводу Восток – Запад (31 мая 2010 г. началось строительство газопровода Восток – Запад за счет собственных средств республики).

Газовое месторождение Яшлар, открытое в 2004 г., расположено в Амударьинском

нефтегазовом бассейне (НГБ) в 120 км к восточного-востоку от г. Мары и связано со сложнопостроенным поднятием по кровле известняков субмеридионального простирания по замкнутой изогипсе – 4350 м размером 40 × 14 км. Притоки газа получены из верхнеюрского продуктивного комплекса, сложенного органогенными известняками и доломитами нижнего и верхнего рифа, лагунными осадками, которые перекрываются ангидритами. Мощность газонасыщенной части коллектора превышает 300 м.

На месторождении продолжаются разведочные работы. Согласно заключению аудиторской компании Gaffney, Cline & Associates (2008 г.), запасы месторождения составляют: по минимальной оценке – 0,33 трлн м³, оптимальной – 0,7 трлн м³, максимальной – 1,5 трлн м³ газа.

Высокий углеводородный потенциал недр Туркменистана обеспечивает дальнейшее развитие нефтегазовой промышленности. Величины прогнозных ресурсов и разведанных запасов нефти и, особенно, газа свидетельствуют о возможности наращивания добычи углеводородного сырья.

Программа развития нефтегазовой отрасли Туркменистана до 2030 г. предусматривает рост добычи газа до 175 млрд м³ к 2020 г. и до 250 млрд м³ к 2030 г. Основной прирост добычи углеводородов планируется осуществить с участием зарубежных инвесторов, поскольку реализация таких масштабных задач потребует широкого привлечения иностранных инвестиций и передовых технологий.

Прирост добычи газа к 2020 г. планируется обеспечивать добычей на месторождении Южная Иолотань – Осман, а в дальнейшем – ростом добычи на разрабатываемых и вводом в эксплуатацию новых горизонтов и месторождений.

С учетом планируемого небольшого роста внутреннего потребления газа существенно вырастет экспортный потенциал республики

(табл. 1). При этом на объемы его добычи и экспорта будет сильно влиять спрос на природный газ в этот период времени.

Таким образом, при небольшом внутреннем потреблении газа Туркменистан, экспортный потенциал которого после 2020 г. составит от 90 (по осторожному сценарию) до 141 млрд м³/год, сможет сохранить роль одного из крупнейших экспортеров природного газа, если обеспечит пути его доставки зарубежным потребителям.

В настоящее время Туркменистан экспортирует свой природный газ в Россию, Иран и Китай: в Россию – по газопроводу Средняя Азия – Центр – до 30 млрд м³/год; в Иран – по двум газопроводам – 14 млрд м³/год. В ближайшее время планируется довести экспорт газа в Иран до 20 млрд м³, а в Китай – до 65 млрд м³ по транснациональному газопроводу Туркменистан – Китай

В соответствии с Программой развития нефтегазовой отрасли Туркменистана до 2030 г. экспортные возможности Туркменистана, по планам ГК «Туркменгаз», к 2015 г. возрастут до 123 млрд м³, а к 2030 г. – до 200 млрд м³.

Казахстан

Казахстан располагает значительными запасами нефти и природного газа. Нефтедобыча – основная и наиболее динамично развивающаяся отрасль экономики республики. По подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира. По состоянию на 01.01.2010 г. НСР нефти в республике составили 22,7 млрд т (рис. 5); НСР газа – 11,5 трлн (рис. 6).

Степень разведанности НСР на 01.01.2010 г. (по нефти – 26,8 %, по газу – 35 %) свидетельствует о большом нефтегазовом потенциале страны, а незначительная выработанность начальных разведанных запасов (по нефти – 26,7 %, по газу – 10 %) – о хорошей обеспеченности добычи запасами.

Таблица 1

Прогноз добычи, экспорта и потребления природного газа в Туркменистане в 2015–2030 гг., млрд м³

Годы	Добыча, объем			Экспорт, объем			Внутреннее потребление
	минимальный	средний	максимальный	минимальный	средний	максимальный	
2015	117	124	150	90	97	123	27
2020	124	166	175	90	132	141	34
2025	141	172	215	100	131	174	41
2030	150	200	250	100	150	200	50

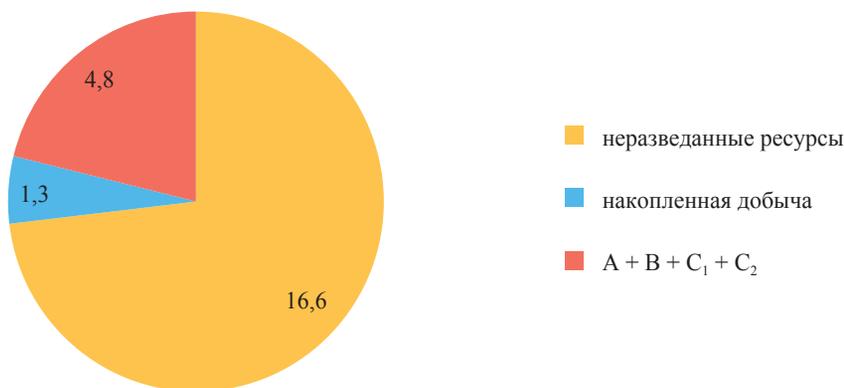


Рис. 5. Структура начальных суммарных ресурсов нефти Казахстана по состоянию на 01.01.2010 г., млрд т

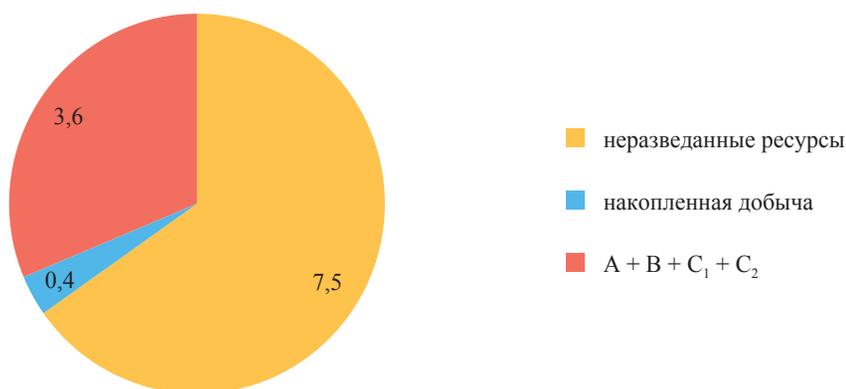


Рис. 6. Структура начальных суммарных ресурсов газа Казахстана по состоянию на 01.01.2010 г., трлн м³

Добыча газа в Республике Казахстан после некоторого спада в начале 1990-х гг. начала расти и за 2000–2010 гг. увеличилась в три раза, при этом товарная добыча газа возросла лишь в 2,5 раза. Это связано с увеличением (до 35 %) объемов газа, закачиваемого в пласт для поддержания пластового давления при добыче нефти. Даже при увеличении внутреннего потребления в 1,2 раза растущая добыча газа обеспечила рост экспорта более чем на 75 %.

Увеличение добычи газа обеспечивается путем ввода в разработку новых и основных базовых месторождений углеводородов – Карачаганак, Тенгиз, Жанажол, Толкын и ряда других, а также месторождений Каспийского шельфа – Кашаган и др. Добываемый газ в основном является попутным, динамика добычи и производства товарного газа определяется темпами добычи нефти и принятыми технологическими решениями по разработке месторождения (обратная закачка газа).

Большинство разрабатываемых на суше месторождений республики достигли максималь-

ного уровня годовой добычи нефти и газа (нефтяного попутного). Его дальнейший рост связан с интенсификацией разработки месторождений Тенгиз и Карачаганак. К концу 2012 г. планировалось начало опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Однако в 2010 г. глава национальной нефтегазовой компании «КазМунайГаз» заявил, что сроки реализации второй фазы разработки месторождения Кашаган могут быть перенесены на 2018–2019 гг.

Углеродородный потенциал недр Казахстана обеспечивает планируемый рост добычи газа, при котором начальные ресурсы углеводородов к 2030 г. будут выработаны лишь на 15–20 %. Казахстан сумел привлечь значительные иностранные инвестиции в разведку и добычу нефти и газа, что привело к открытию нескольких крупных месторождений, значительному приросту запасов УВ, быстрому росту добычи за счет реабилитации и развития действующих (Карачаганак, Тенгиз) и ввода в разработку новых месторождений.

По прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в 2015 г. ожидается увеличение общей добычи газа до уровня 56 млрд м³, при этом рост производства товарного газа достигнет уровня 36 млрд м³ (табл. 2).

Основным приоритетом Республики Казахстан, как и в прошлые годы, будет оставаться поставка газа на внутренний рынок. В настоящее время Казахстан практически полностью обеспечивает собственные потребности в газе, а его импорт обусловлен прежде всего необходимостью газоснабжения южных, удаленных от мест его добычи районов страны. Для решения этой проблемы планируется строительство газопровода Бейнеу – Бозой – Шимкент. Импорт газа в 2010 г. составил 3,3 млрд м³. По прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», объем импорта изменится незначительно и будет составлять 4 млрд м³/год.

Объем экспорта газа в 2010 г. составил 9,1 млрд м³. Большая часть казахского экспорта – это поставки газа с месторождения Карачаганак на Оренбургский ГПЗ, в 2010 г. объем поставок составил 7,9 млрд м³. Однако после ввода в промышленную эксплуатацию месторождения Кашаган экспорт газа к 2015 г. может увеличиться до 20 млрд м³ (хотя существует

риск переноса начала коммерческой добычи газа месторождения на более поздние сроки) (см. табл. 2).

По оценке специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», добыча товарного газа в 2015–2030 гг. возрастет с 24 до 50 млрд м³/год. Внутреннее потребление в этот период предположительно увеличится с 16 до 28 млрд м³/год, а экспортные возможности – с 12 до 26 млрд м³/год.

Согласно прогнозам, добыча нефти в Казахстане в 2015–2030 гг. возрастет с 116 до 160 млн т, внутреннее потребление – с 18 до 35 млн т, а экспортные возможности – с 101 до 125 млн т.

Узбекистан

Узбекистан занимает четвертое (после России, Туркмении и Казахстана) место по ресурсам газа и шестое – по ресурсам жидких углеводородов.

К началу 2010 г. НСР газа Узбекистана были оценены в 6,3 трлн м³ (рис. 7).

Официальные данные о добыче газа в республике с 2010 г. не публикуются. Это может быть связано с тем, что правительственная установка на увеличение добычи и экспорта газа вступает в противоречие с умень-

Таблица 2

Прогноз текущей добычи, потребления, импорта и экспорта природного газа Казахстана, млрд м³

Годы	Текущая добыча		Внутреннее потребление	Импорт	Экспортный потенциал
	общая	товарная			
2015	56	36	20	4	20
2020	62	44	25	4	23
2025	65	47	28	4	23
2030	68	50	28	4	26

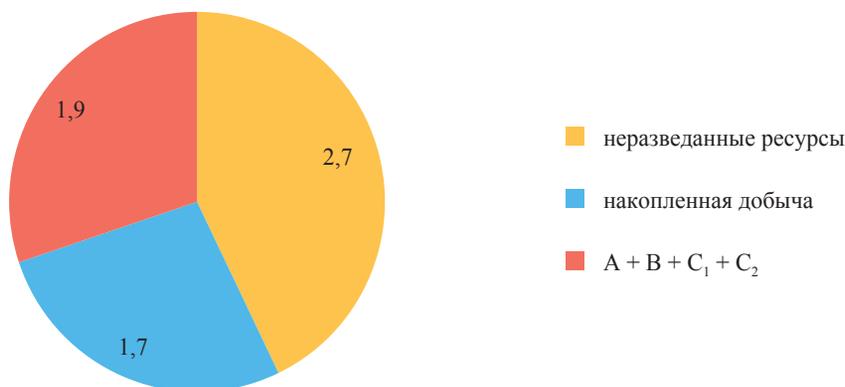


Рис. 7. Структура начальных суммарных ресурсов газа Узбекистана на 01.01.2010 г., трлн м³

шением объема и ухудшением качества текущих запасов.

Руководство республики нацеливает НХК «Узбекнефтегаз» на сохранение и, возможно, расширение объема экспорта газа даже ценой сокращения внутреннего потребления. Согласно межгосударственным договоренностям, до 2030 г. Россия будет ежегодно импортировать из Узбекистана 15 млрд м³ газа. В основе этого сценария лежит политика максимального удержания уровней годовой добычи за счет ускоренного ввода в разработку имеющихся резервов и сокращения внутреннего потребления. Однако выводы, сделанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе анализа состояния и прогноза развития сырьевой базы, показывают неизбежность сокращения уровня добычи природного газа. При этом учитывались снижение уровней добычи по месторождениям, находящимся в разработке длительное время, и наличие месторождений с низкой степенью выработанности и не введенных в разработку. Согласно прогнозу, годовой уровень добычи по находящимся в разработке длительное время месторождениям с 2010 по 2020 г. снизится на 36,5 млрд м³, с 2020 по 2030 г. – на 10 млрд м³. Объем добычи газа из недавно вступивших в разработку месторождений оценивается в 20 млрд м³ в 2020 г. и в 15 млрд м³ в 2030 г.

Исходя из прогноза добыча газа в 2020 г. может составить 37,5 млрд м³ и в 2030 г. – 22,5 млрд м³ (рис. 8). Этот прогноз, возможно, имеет погрешности, связанные с учетом возможных открытий месторождений после 2011 г., но есть основания ожидать, что дальнейший длительный рост уровней годовой добычи газа и даже их сохранение в Узбекистане как минимум затруднены в связи с истощением сырьевой базы.

Узбекистан в течение более полувека является экспортером природного газа в Россию, Казахстан (юго-восток), Киргизию и Таджикистан, ведутся переговоры о поставках газа в Китай. В то же время Узбекистан, имея развитую промышленность, является крупным потребителем газа. В 2010 г. его добыча составила 65 млрд м³ (имеются сведения о более низком уровне – 60 млрд м³), внутреннее потребление – 50 млрд м³, экспорт – 15 млрд м³. Экспорт при этом распределялся следующим образом: Россия – 10 млрд м³, Казахстан, Киргизия и Таджикистан – 5 млрд м³. Экспорт в Россию осуществляется по магистральным газопроводам Бухара – Урал и Средняя Азия – Центр, главным образом, с месторождений Бухаро-Хивинского района, на который до настоящего времени приходится более 90 % всей добычи республики.

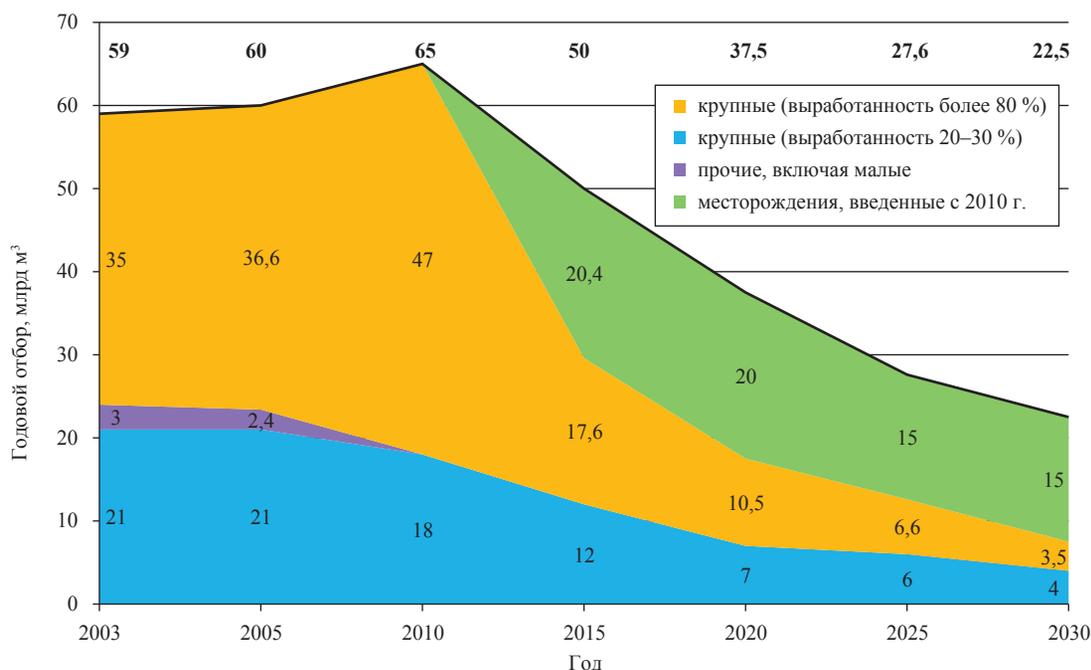


Рис. 8. Прогноз годовой добычи газа по месторождениям Узбекистана (осторожный вариант), млрд м³

Имеющиеся межправительственные соглашения провозглашают сохранение объема экспорта узбекского газа в Россию в количестве 15 млрд м³/год.

Как было отмечено ранее, к настоящему времени сырьевая база газодобычи Узбекистана существенно истощена: высока степень выработанности запасов промышленных категорий, большинство крупных месторождений находятся в стадии снижающейся добычи, резервы не введенных в разработку запасов имеются, но они ограничены (Кандым и окружающие его мелкие месторождения в Бухаро-Хивинском районе; месторождения Южного Приаралья; в более отдаленной перспективе – Гаджак в Сурхандарьинском районе). Имеющийся резерв, учитывая невозможность ввода в разработку всех месторождений одновременно, может дать дополнительную добычу в 20÷25 млрд м³/год, что не будет компенсировать падения добычи по «старым» месторождениям.

В связи с этим в осторожном варианте прогноза авторами настоящей статьи прогнозируется снижение годовых уровней добычи газа до 50 млрд м³ в 2015 г., 37,5 млрд м³ – в 2020 г., 27,6 млрд м³ – в 2025 г. и 22,5 млрд м³ – в 2030 г. По оптимистичному варианту прогноза годовой уровень добычи к 2020 г. снизится до 35 млрд м³, а в 2030 г. составит 30 млрд м³. Экспорт при этом будет составлять 15 млрд м³ (табл. 3)

Внутреннее потребление природного газа в Узбекистане снизится, в том числе за счет развития угледобычи.

Сопоставление динамики уровней добычи и внутреннего потребления приводят к выводу, что после 2015 г. экспорт, возможно, начнет снижаться и к 2025 г. прекратится. В этом случае республика из экспортера газа может превратиться в импортера природных энер-

гоносителей. Причиной этого является высокая степень выработанности запасов основных (старых) газовых месторождений, падение добычи по которым не сможет быть полностью компенсировано за счет ввода новых месторождений – Кандым, Шады, Сургиль и др.

Однако, рассчитывая на открытие новых месторождений в Восточно-Аральском бассейне и ввод их в разработку, Узбекистан присоединяется к международным проектам экспорта газа на восток (Казахстан – Китай, Туркменистан – Китай) и на запад (в январе 2010 г. подписано соглашение о строительстве газопровода, расширяющего маршрут САЦ от КС «Дарьялык» в Туркменистане через территорию Узбекистана до пос. Бейнеу в Казахстане, для чего создается совместное предприятие ОАО «Газпром» и НХК «Узбекнефтегаз»). Узбекистан также планирует дальнейшее развитие газопереработки, в частности производства синтетического жидкого топлива (GTL) из природного газа.

В настоящее время мощности НХК «Узбекнефтегаз» позволяют обеспечить добычу газа в объеме 60÷65 млрд м³/год и жидких УВ в объеме 4 млн т в год. Согласно прогнозам, добыча нефти в Узбекистане в 2015–2030 гг. возрастет с 3,8 до 9 млн т, внутреннее потребление – с 7,8 до 12 млн т, и страна превратится в импортера нефти.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы. Газодобывающие страны ближнего зарубежья – Туркменистан, Узбекистан и Казахстан – обладают различными по объему ресурсами газа. Существенно отличаются и степень освоения ресурсов, качество запасов, перспективы наращивания сырьевой базы и возможности развития газодобычи.

Наиболее оптимистичен, но наименее подкреплен достоверными данными прогноз развития газодобычи в Туркмении. Здесь имеются перспективы открытия новых крупных

Таблица 3

Прогноз добычи, экспорта и потребления природного газа в Узбекистане в 2015–2030 гг., млрд м³

Годы	Добыча		Экспорт		Внутреннее потребление	
	варианты прогноза					
	осторожный	оптимистический	осторожный	оптимистический	осторожный	оптимистический
2015	50	50	15	15	35	35
2020	37,5	47	5,5	15	32	32
2025	27,5	35	0	15	27,5	20
2030	22,5	30	0	15	22,5	15

месторождений газа в Восточной Туркмении и, в меньшей мере, на шельфе Каспия. Однако горно-геологические условия освоения новых месторождений в Восточной Туркмении очень сложны и требуют крупных инвестиций. Тем не менее, несмотря на риски и сложности в освоении запасов газа, потенциал недр Туркменистана обеспечивает дальнейшее развитие нефтегазовой промышленности республики. Величины прогнозных ресурсов и разведанных запасов газа позволяют говорить о возможности наращивания здесь добычи углеводородного сырья.

Прирост добычи газа планируется обеспечивать добычей на месторождении Южная Иолотань – Осман, а в дальнейшем – ростом добычи на разрабатываемых и вводом в эксплуатацию новых горизонтов и новых месторождений (Яшлар, Минара, Багаджа и др.). Ресурсная база газа месторождения Южная Иолотань – Осман, по мнению авторов статьи, до настоящего времени не обоснована. Однако даже в случае неподтверждения запасов, озвученных международными аудиторами Gaffney, Cline & Associates в 2011 г., по осторожному сценарию (рис. 9) с учетом небольшого внутреннего потребления газа Туркменистан после 2020 г. будет иметь экспортный газовый

потенциал от 90 до 140 млрд м³/год и сможет сохранить роль существенного экспортера природного газа, если обеспечит пути доставки его зарубежным потребителям.

По оптимистическому сценарию экспортные возможности Туркменистана в 2015 г. возрастут до 123 млрд м³, а в 2030 г. – до 200 млрд м³. Однако на величину добычи и экспорта будет сильно влиять спрос на природный газ в каждый конкретный промежуток времени.

Рост добычи природного газа в Казахстане, по мнению авторов статьи, продолжится в течение всего периода до 50 млрд м³ в 2030 г., а резервом для увеличения валового производства горючего газа будет попутный нефтяной газ. Экспортный потенциал увеличится с 20 млрд м³ в 2015 г. до 26 млрд м³ в 2030 г.

Ресурсы природного газа Узбекистана до 2030 г. будут существенно истощены, что неминуемо приведет к снижению газодобычи.

Согласно осторожному сценарию, Узбекистан вследствие снижения годовых уровней добычи и высокого внутреннего потребления газа, несмотря на все усилия, не сможет сохранить статус его экспортера уже после 2020 г. (см. рис. 9). Прогнозируемый уровень добычи газа в Узбекистане к 2030 г. составит 22,5 млрд м³. По оптимистическому сценарию,

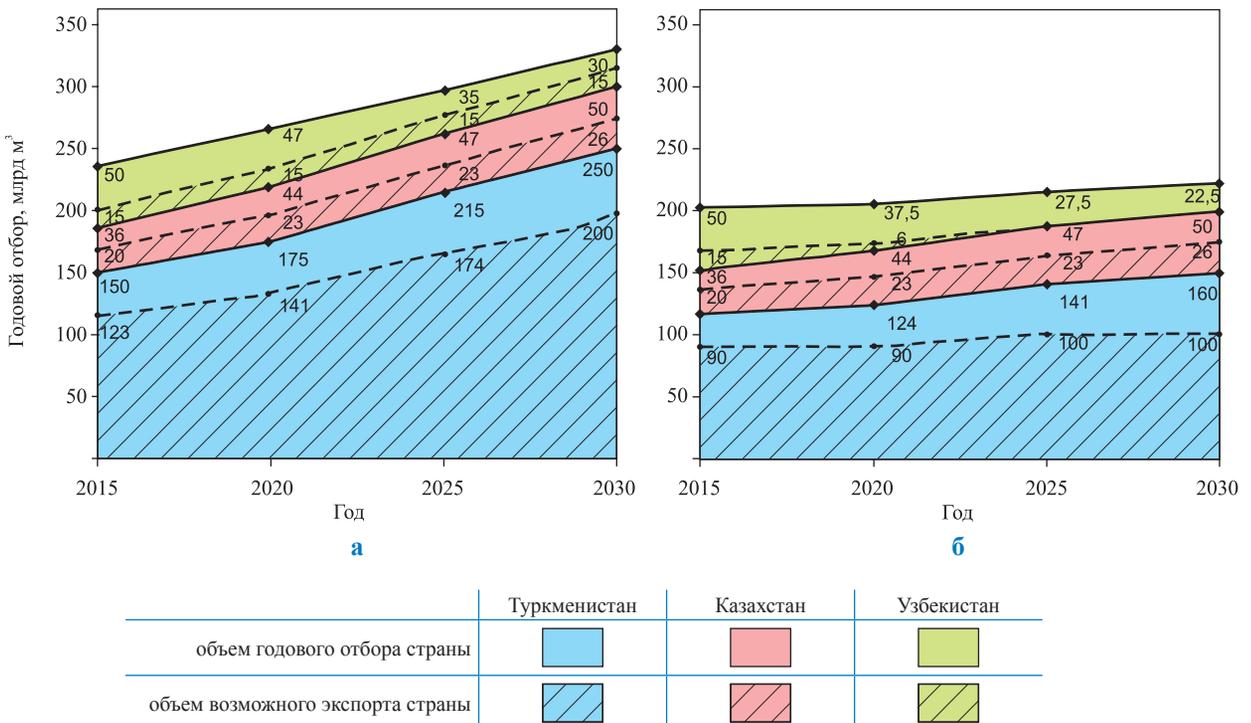


Рис. 9. Объем годовых уровней добычи и экспортного потенциала стран ближнего зарубежья: а – оптимистический, б – осторожный сценарии

в случае введения в разработку резервных запасов месторождений (Хаузак-Шады-Западная часть Денгизкульского месторождения, Кандым и окружающие его мелкие месторождения Бухаро-Хивинского района, месторождения Южного Приаралья, в более отдаленной перспективе – месторождение Гаджак

в Сурхандарьинском районе), возможно поддержание годовых уровней добычи (в 2020 г. – до 47 млрд м³, в 2025 г. – до 35 млрд м³) и экспортного потенциала на уровне 15 млрд м³, однако к 2030 г. снижение годовой добычи неминуемо и, по экспертным оценкам, составит 30 млрд м³.

Список литературы

1. Габриэлянц Г.А. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР / Г.А. Габриэлянц, Г.Х. Диккенштейн, И.Н. Капустин и др. – М.: Недра, 1991. – 283 с.
2. Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник / под. ред. А.А. Абдулина, Э.С. Вазалевского, Б.М. Куандыкова. – М.: Недра, 1993. – 247 с.
3. Поиск, разведка и освоение газовых месторождений и минеральных ресурсов Туркменистана: матер. Междунар. конфер. – Ашхабад, 2008.
4. 16-я Казахстанская международная выставка и конференция-2008: матер. конфер. – Алматы, 2008.
5. Нефть и газ Туркменистана (OGT-2008): матер. Междунар. конфер. – Ашхабад, 2008.
6. Нефть и газ Туркменистана (OGT-2009): матер. Междунар. конфер. – Ашхабад, 2009.
7. Международный газовый конгресс Туркменистана (TGC 2010): матер. конгресса. – Ашхабад, 2010.
8. Нефть и газ Туркменистана (OGT-2010): матер. 15-й Юбилейной Междунар. конфер. – Ашхабад, 2010.
9. Мелихов В.Н. Продуктивность и потенциал газоносности Амударьинского мегабассейна / В.Н. Мелихов // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 10–12.

УДК 553.04:550.812.1

Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов, А.Я. Гризик

Направления геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в странах ближнего зарубежья (Туркменистан, Казахстан, Узбекистан, Таджикистан, Кыргызстан)

Устойчивое развитие ОАО «Газпром» в значительной степени определяется эффективностью его инвестиционной стратегии. Базовым элементом такой стратегии является создание и увеличение контролируемой минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ). С этой целью ОАО «Газпром» расширяет географию операторской деятельности не только на всю территорию России, континентального шельфа арктических и дальневосточных морей, а также и на сопредельные государства СНГ, недра которых обладают углеводородным потенциалом.

Расширение минерально-сырьевой базы в ближнем зарубежье связано в основном со странами Центрально-Азиатского региона. ОАО «Газпром» развивает свою деятельность с учетом геополитических интересов России, сохранившихся со времен СССР, что априори оказывает влияние на коммерческую эффективность зарубежных проектов.

ОАО «Газпром» в лице своей дочерней компании ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» реализует инвестиционные проекты в Узбекистане, Кыргызстане, Таджикистане и проводит предынвестиционные исследования по блокам Туркменистана и Казахстана.

Нефтяную и газовую промышленность Узбекистана представляет Национальная холдинговая компания (НХК) «Узбекнефтегаз» и пять ее основных подразделений, выделенных в самостоятельные ОАО. Современный этап сотрудничества ОАО «Газпром» с НХК «Узбекнефтегаз» начался в 2002 г., когда было подписано соглашение о стратегическом партнерстве, пролонгированное и расширенное в 2007 г. Деятельность Общества в Узбекистане осуществляется через дочернее общество ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз», которое ведет работы по геологическому изучению недр на инвестиционных блоках в Устюртском регионе.

В Республике Казахстан ОАО «Газпром» оперирует через ООО «Центркаспнефтегаз» – компанию, созданную на паритетных условиях с ОАО «НК Лукойл». Ее деятельность связана с освоением углеводородных ресурсов структуры Центральная, расположенной в пределах Среднекаспийской впадины, которые оцениваются в 520 млн т у.т. (глубина моря в пределах участка составляет 450 м). Вторым совместным проектом ОАО «Газпром» и казахской стороны, которую представляет АО «Национальная компания «КазМунайГаз», является геологическое изучение и разведка Имашевского газоконденсатного месторождения. Для реализации проекта создано совместное предприятие ТОО «КазРосГаз».

В Таджикистане и Кыргызстане перед ОАО «Газпром» стоит задача воссоздания газодобывающей отрасли, чтобы уменьшить зависимость от импорта УВ из соседних республик. С этой целью в 2006 г. были подписаны меморандумы о намерениях по созданию совместных предприятий.

Подписано соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр между Правительством Республики Таджикистан и ОАО «Газпром», согласно которому Общество получило лицензии на геологическое изучение недр на четырех нефтегазоперспективных площадях: Западный Шохамбары, Сарикамыш, Саргазон, Ренган. Если проведенные геологоразведочные работы (ГРП) позволят

Ключевые слова:
начальные суммарные ресурсы, запасы УВ, природный газ, поисково-разведочные работы, ближнее зарубежье, соглашение о разделе продукции.

Keywords:
initial total resources, hydrocarbon reserves, natural gas, exploration, neighboring countries, production sharing agreement.

выявить промышленные скопления УВ, то будет создано совместное предприятие, доля ОАО «Газпром» в котором составит 51 %. Созданному предприятию будет передана лицензия на проведение разработки открытых месторождений.

В Кыргызстане планируется проведение ГРП на двух лицензионных площадях (блоках) – Шаркаратма и Кугарт. Всего в пределах этих блоков выявлено 12 структур. В результате проведения ГРП прогнозируется открытие одного нефтегазового и двух газовых месторождений, которые, по экспертным оценкам, могут содержать 0,5 млн т нефти и 2,1 млрд м³ газа.

Рассмотрим направления ГРП по отдельным странам Центрально-Азиатского региона.

Туркменистан

Для проведения работ на нефть и газ в Республике Туркменистан применяются два вида договоров: соглашение о разделе продукции (СРП) и соглашение о совместной деятельности (СП). В обоих случаях партнерами иностранного инвестора являются государственные концерны «Туркменгаз» или «Туркменнефть». Недропользователей, заключивших такой договор, закон именует подрядчиками. В 2008 г. введена в действие новая редакция закона «Об иностранных инвестициях», которая уравнивает в правах зарубежных и местных инвесторов, предусматривает таможенные и налоговые льготы, а также гарантии инвестиций.

С 1 ноября 2004 г. введен в действие Налоговый кодекс Туркменистана. Он впервые регламентирует общие принципы налогообложения и взаимоотношений между налоговыми органами и налогоплательщиками. Кроме того, кодекс систематизирует и конкретизирует правила исчисления и уплаты налогов.

Компаниям, осваивающим морские блоки, разрешено экспортировать не только нефть, но и газ. Иностранные компании, которые предлагают инвестирование в строительство газопроводов, могут рассчитывать на преференции при получении лицензий на разработку газовых месторождений.

Туркменистан в настоящее время приглашает иностранные компании для участия в разведке и разработке нефтяных месторождений на условиях СРП в туркменском секторе Каспийского моря, который разделен на блоки. На четыре из них выданы лицензии, там

ведутся запланированные работы. Оператор двух блоков (11 и 12), объединенных в один проект, – консорциум Maersk Oil (Дания, 36 %), Wintershall (Германия, 34 %), ONGC Mittal Energy (Индия, 30 %) – в 2010 г. отказался от лицензии, после того как две разведочные скважины не дали промышленных притоков УВ. На блоке 3 после проведения сейсморазведки при подготовке к бурению разведочной скважины работы были приостановлены до разграничения дна Каспия между Туркменистаном и Азербайджаном. Один проект, включающий три блока (29, 30, 31), после оформления документации на заключение СРП находится в режиме ожидания из-за оспаривания Ираном принадлежности части контрактной территории. Остальные 22 блока находятся в нераспределенном фонде. Здесь же, на побережье Каспия, выданы лицензии на два блока на суше, еще один контракт на суше действует в восточной части страны (блок Багтыярлык). Действующие в настоящее время контракты заключены в форме СРП.

В настоящее время на шельфе Туркменистана работают: малайзийская компания Petropas – разведка и добыча на морском блоке 1; ирландская Dragon Oil – разведка и добыча на морском блоке 2 (Челекен); российская «Итера» – разведка и добыча на морском блоке 21 (наиболее крупная структура – Западный Эрдкли); немецкая RWE – разведка и добыча на морском блоке 23; российский консорциум «Зарит» (долевое участие: Роснефть – 31 %, Итера – 31 %, Зарубежнефть – 23 %) – морские блоки 29, 30, 31 (проект находится в режиме ожидания из-за оспаривания Ираном принадлежности части контрактной территории).

На суше Туркменистана китайская компания CNPC ведет разведку и разработку газовых залежей на блоке Багтыярлык (побережье Амударьи). В пределах блока выявлено более 100 перспективных структур, прогнозные ресурсы которых оценены примерно в 1,5 трлн м³ газа. Суммарные текущие разведанные запасы газа по 17 месторождениям составляют 400 млрд м³.

До 2007 г. Туркменистан не выдавал лицензий на разработку месторождений на суше иностранным компаниям, они привлекались только для сервисных услуг. Но соглашение с КНР по блоку Багтыярлык создало прецедент, и в 2008 г. компания «Итера» подала заявку на разработку группы газовых месторожде-

ний Зеаглы-Дервезе (Центрально-Каракумский свод) с доказанными запасами газа 67 млрд м³.

Возможно, Правительство Туркменистана допустит иностранный капитал в относительно слабоизученные, но перспективные регионы для проведения геологических исследований и разработки вероятных месторождений УВ.

Участие ОАО «Газпром» после серьезного изучения материалов, которые пока недоступны, по мнению авторов статьи, наиболее целесообразно в поисково-разведочных работах на газ в подсоловых отложениях Восточной Туркмении (месторождения Яшлар, Южная Иолотань – Осман и др.). Этот район может стать основным поставщиком природного газа из Туркмении в самые ближайшие годы. Район обладает высокими перспективами, но весьма сложными горно-геологическими условиями. Пока Туркменистан не выделяет на суше ни одного инвестиционного участка (за исключением блока Багтыярлык). Однако в связи с необходимостью ускорения развития экспорта газа могут быть приняты иные решения.

Для выбора наиболее интересных инвестиционных блоков с целью открытия месторождений УВ необходим анализ геолого-геофизических данных, которые могут быть приобретены на коммерческой основе. Без анализа новых материалов достоверная оценка их перспективности невозможна.

Казахстан

Республика Казахстан среди стран СНГ является одним из лидеров по углеводородному потенциалу, занимая второе (после России) место по ресурсам и разведанным запасам нефти и третье (после России и Туркмении) – по ресурсам и запасам газа.

Особенностью сырьевой базы газовой промышленности Казахстана является то, что запасы природного газа связаны преимущественно с нефтяными, нефтегазовыми и нефтегазоконденсатными месторождениями, меньшую часть свободного газа содержат около двух десятков чисто газовых месторождений с суммарными запасами не более 2 % от общих по стране [1]. Поэтому до последнего времени добыча газа в республике является сопутствующей деятельностью нефтедобывающих компаний.

Основным ведомством, реализующим государственную политику в области геологического изучения и комплексного использования недр, является Министерство энерге-

тики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, которое предоставляет права недропользования на разведку и добычу нефти и газа. Практическую реализацию государственной политики в нефтегазовом комплексе Казахстана осуществляет АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

В настоящее время для законодательства Казахстана в нефтегазовой сфере характерна тенденция сокращения льгот иностранным инвесторам и уравнивания их в правах с национальными, а также усиление государственного контроля за деятельностью в стратегически важных областях экономики, в том числе и в недропользовании. Казахстан вносит изменения в систему регулирования нефтегазового сектора экономики и создает модель, основанную на концентрации собственности в руках государства.

Правительство увеличило национальную долю в освоении нефтяных месторождений Кашаган, Кумколь, добилось 50%-ного опциона на разработку месторождения Каражанбас. Впервые без иностранного участия силами АО «Национальная компания «КазМунайГаз» на мелководной акватории Каспия реализуется проект Мертвый Култук (извлекаемые запасы – 164 млн т н.э.). Эта тенденция опоры на собственные силы и возможности, вероятно, сохранится и в будущем.

К настоящему времени инвестиционные блоки для проведения ГРП, последующей разработки открываемых месторождений УВ и реабилитации давно разрабатываемых, значительно истощенных месторождений выделены во всех нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнах Казахстана и большей частью законтрактованы.

По заявлению Министра нефти и газа, Казахстан не намерен далее заключать СРП, поскольку такая модель контракта в определенной степени стимулирует повышение затрат, в то время как модель, предусматривающая уплату роялти и исчисление налоговых платежей в соответствии с действующим налоговым законодательством, в большей мере обеспечивает баланс интересов недропользователей и республики.

Низкое качество вырабатываемых заводами нефтепродуктов и необходимость поставок сырой нефти для нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) в восточной части страны, удаленных от районов добычи, привели

к необходимости импорта высококачественных моторного топлива и сырой нефти, который будет снижаться по мере реализации программы развития газонефтехимии и строительства нефтепровода, связывающего западные и восточные районы. Заводы покрывают спрос в автобензине А-80, дизельном топливе и мазуте, а высокооктановые марки бензина и авиационный керосин в значительных объемах приходится импортировать. В связи с этим в Республике Казахстан разработан комплексный план, предусматривающий реконструкцию и модернизацию НПЗ, в частности Павлодарского и Шимкентского. В результате НПЗ смогут перерабатывать до 17 млн т нефти, выдавая продукцию высокого качества (например, моторные топлива стандарта Евро-3 и Евро-4), что позволит не только удовлетворить внутренний спрос, но и обеспечить экспорт нефтепродуктов.

Казахстан сумел привлечь значительные иностранные инвестиции в разведку и добычу нефти и газа, что привело к открытию крупных месторождений, значительному приросту запасов, быстрому росту добычи за счет реабилитации старых, развития действующих (Карачаганак, Тенгиз) и ввода в разработку новых месторождений (Кашаган, Кайран, Актоты и др.). Кроме того была реализована программа утилизации попутного газа. Благодаря этим мерам Казахстан в ближайшее десятилетие войдет в число крупнейших в мире экспортеров нефти.

Создав базу для добычи, Казахстан меняет приоритеты инвестирования: теперь инвестиции привлекаются в создание новой отрасли – нефтегазохимической. Для этого в Налоговом кодексе предусмотрен льготный режим налогообложения инвестиционных проектов по созданию предприятий нефтехимии, действующий пять лет с момента ввода объекта в эксплуатацию, а новые контракты на недропользование получают только те инвесторы, проекты которых будут предусматривать развитие нефтехимических производств. Количество новых контрактов на поиски, разведку и добычу ограничивается, так как, по заявлению руководства Республики Казахстан, в ближайшее время рост добычи можно поддерживать без разбуривания новых месторождений.

По экономическим соображениям Казахстану выгодно производство высококачественных продуктов переработки нефти. Поэтому

первоочередной задачей является создание нефтехимических комплексов по выпуску базовой продукции (полиэтилена, полипропилена, стирола, бензола, метанола и др.). Затем планируется дальнейшая модернизация НПЗ для доведения выпускаемого моторного топлива до стандарта Евро-5 и общее увеличение мощностей переработки газа до 28 млрд м³ в год за счет реконструкции и нового строительства.

В настоящее время реализуется около 40 проектов в области разведки месторождений и добычи нефти и газа (в основном в Западном Казахстане), в которых на условиях СПП или СП участвуют иностранные инвесторы.

Международный консорциум NCOC (ENI-Agip, ExxonMobil, Total, Shell, ConocoPhillips, INPEX) ведет работы по освоению месторождения Кашаган и разведке и освоению месторождения Каламкас-море.

Консорциум KIO (BG, ENI-Agip, Chevron и LUKOIL) участвует в разработке месторождения Карачаганак, а консорциум Tengizchevroil (Exxon, Chevron и LUKOIL overseas) – в разработке месторождений Тенгиз и Королевское.

LUKOIL и LUKOIL overseas принимают участие (в долях с другими компаниями) в разработке месторождений Северный Бузачи, Алибекмола, Кожасай, Актобе, Кумколь (северный участок), Каракудук, Арман и во многих проектах на каспийском шельфе – блоки Центральный, Тюб-Караган, Аташский, Южный Жамбай, Южное Забурунье.

Расширяет свое присутствие китайская корпорация CNPC, осуществляющая разработку месторождений Жанажол, Кенкияк, Северный Бузачи, группы месторождений Кумколь (южный участок) и других, а также разведку структуры Дархан на каспийском шельфе.

ОАО «Роснефть» совместно с компанией «Курмангазы Петролеум» участвует в разведке и последующей разработке перспективной структуры Курмангазы на каспийском шельфе.

ОАО «Газпром» ведет поисково-оценочные работы на месторождении Центральное, расположенном в Каспийском море. В реализации проекта с российской стороны участвует ООО «ЦентрКаспнефтегаз», созданное на паритетных условиях ОАО «НК «Лукойл» и ОАО «Газпром», с казахстанской стороны – АО «Национальная компания «КазМунайГаз». Таким образом, доля ОАО «Газпром» в проекте составляет 25 %.

ОАО «Газпром» и АО «Национальная компания «КазМунайГаз» ведут также совместное геологическое изучение и разведку Имашевского газоконденсатного месторождения, расположенного в 60 км к северо-востоку от Астрахани (на территории РФ) и в 250 км к юго-западу от Атырау, в Курмангазинском районе Казахстана. Его разведанные запасы газа составляют более 100 млрд м³, содержание сероводорода – 15÷17 %.

Для дальнейшего расширения деятельности ОАО «Газпром» в Казахстане целесообразно приобретение пакетов информации по инвестиционным блокам, находящимся в нераспределенном фонде, для их детального изучения.

Узбекистан

Одной из ведущих отраслей промышленности Республики Узбекистан является нефтегазодобывающая, почти полностью обеспечивающая потребности страны в энергоносителях и химическом сырье (однако, часть нефти и нефтепродуктов приходится импортировать).

Нефтегазовым комплексом Узбекистана управляет образованная в 1998 г. НХК «Узбекнефтегаз». В ее компетенцию входит обеспечение целенаправленной работы предприятий на всех этапах производственно-технологического цикла освоения нефтегазового потенциала, в том числе (до 2007 г.) выдача лицензий на поиски, разведку и разработку месторождений нефти и газа.

В 2007 г. специальным постановлением президента страны были введены новые условия выдачи лицензий и назначен новый уполномоченный орган по их выдаче – Госкомитет по геологии и минеральным ресурсам (Госкомгео).

Узбекистан занимает четвертое (после России, Туркмении и Казахстана) место по ресурсам газа и шестое – по ресурсам жидких углеводородов.

С января 2007 г. для привлечения инвестиций и повышения рентабельности предприятий в нефтегазовом секторе Правительство Узбекистана снизило ставки налога за пользование недрами при добыче углеводородов, а также акцизы на ряд производимых в стране нефтепродуктов.

В середине 2007 г. в Узбекистане специальным постановлением президента страны введены новые условия и порядок выдачи лицензий в нефтегазовой области. Документом утверж-

дено новое положение о порядке и условиях пользования участками недр в республике, согласно которому лицензии выдаются отдельно на каждый вид пользования недрами. В соответствии с новым порядком все ранее полученные лицензии на разведку и добычу полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, подлежат переоформлению.

В целом за годы реализации инвестиционной программы выделено 44 инвестиционных блока. Более чем по 40 объектам иностранным компаниям уже выданы лицензии на блоки для проведения ГРП, а также для освоения и эксплуатации ранее найденных месторождений нефти и газа.

В настоящее время производственные мощности НХК «Узбекнефтегаз» позволяют обеспечить добычу газа в объеме 60÷65 млрд м³/год и жидких УВ в объеме 4 млн т/год.

Подключение к разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений таких крупных российских компаний, как Газпром и Лукойл, приведет к замедлению падения добычи газа. Однако в дальнейшем снижение объемов добычи неуклонно продолжится из-за высокой выработанности разведанных запасов.

В настоящее время в Узбекистане работает целый ряд иностранных компаний.

Petronas (Малайзия) участвует на условиях СРП в добыче УВ на нескольких месторождениях в пределах Устюртского региона: Акчалак, Западный Барсакельмес, Карачалак, Кокчалак, Куаныш, Урга, Дали. Кроме этого, компания ведет геологоразведочные работы на Байсунском и Сурхандарьинском лицензионных участках, где располагается ряд крупных и средних месторождений, самое крупное из которых – Гаджак с запасами газа более 100 млрд м³.

LUKOIL overseas (Россия) работает на Кунградском, Караумбетском, Шуманайском, Кандымском, Хаузак-Шадынском и Гиссарском блоках. Наиболее крупными проектами являются Кандым-Хаузак-Шады (запасы газа месторождения Кандым – 153 млрд м³; участка Хаузак-Шады – 118,1 млрд м³) и Гиссарский блок (разведанные запасы: нефть и конденсат – 6 млн т, газ – более 100 млрд м³). В пределах Гиссарского блока расположено восемь месторождений – Адамташ, Аманата, Гумбулак, Джаркудук-Янги-Кызылча, Кошкудук, Кызылбайрак Южный и Пачкамар, на некоторые из них выданы отдельные лицензии на добычу.

KNOC (Южная Корея) имеет лицензии на блоки в пределах Ферганской межгорной впадины: Чуст-Папский, Наманган-Тергачинский, Западно-Ферганский, Чинабадский. Прогнозные ресурсы этих блоков составляют 480 млн т у.т. На Западно-Ферганском лицензионном участке находится четыре небольших месторождения УВ – Варик II, Варик I, Ачису и Шорсу IV. Кроме этого, KNOC обладает правом добычи на месторождении Сургиль в Судочьем прогибе, запасы газа которого оцениваются в более 100 млрд м³.

CNPC (Китай) владеет лицензиями на геологическое изучение Самско-Косбулакского и Арало-морского блоков (прогнозные ресурсы последнего оцениваются в 500 млн т у.т.), на доразведку нефтяного месторождения Мингбулак и добычу нефти (разведанные извлекаемые запасы – 33 млн т), а также на геологическое изучение Каражида-Гумханинского блока.

Консорциум (LUKOIL overseas (20 %), Petronas (20 %), KNOC (20 %) и CNPC (20 %) проводит геологическое изучение и разведку на Арало-Морском инвестиционном блоке с прогнозными ресурсами более 500 млн т у.т.

ОАО «Газпром» (ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз») проводило поисково-разведочные работы в пределах Насамбекского, Актумсукского, Акчалакского, Куанышского, Ургинского, Шахпахтинского и Агыинского инвестиционных блоков в рамках Соглашения об основных принципах проведения геологического изучения недр инвестиционных блоков Устюртского региона Республики Узбекистан между НХК «Узбекнефтегаз» и ОАО «Газпром» от 25.01.2006 г.

Основным результатом этих работ стало открытие на Шахпахтинском инвестиционном блоке в 2009 г. месторождения Джел с запасами газа (по категориям C₁ + C₂) 5,5 млрд м³ [2]. В настоящее время идет подготовка СРП по упомянутому проекту.

Разработка газового месторождения Шахпахты, расположенного в пределах Шахпахтинского блока, велась с 1970-х гг. В феврале 2002 г. добыча газа была остановлена из-за высокой изношенности оборудования. Остаточные запасы месторождения оценивались в более 7,7 млрд м³.

В 2004 г. ОАО «Газпром» и НХК «Узбекнефтегаз» подписали СРП по доработке месторождения Шахпахты. Оператором проекта является российский консорциум

«Зарубежнефтегаз – ГПД Центральная Азия» (СП ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» и ОАО «Газпром»). По условиям СРП, рассчитанного на 13 лет, сторонам будет принадлежать по 50 % продукции. Весь объем добываемого газа (в 2006 г. добыча вышла на проектный уровень – 500 млн м³/год) направляется на экспорт. Согласно проекту, в течение трех лет на месторождении были внедрены передовые технологии по добыче газа, а также построена новая дожимная компрессорная станция.

Новым перспективным направлением на Шахпахтинском инвестиционном блоке являются палеозойские отложения. Строго говоря, следует различать два направления ГРП на палеозойский комплекс. Первое связано с эрозионно-тектоническими выступами палеозоя под плотными породами пермотриаса, которым соответствуют локальные поднятия в вышележащих горизонтах, второе – с объектами внутри палеозойского комплекса [3, 4].

Поскольку ГРП, проведенные на Насамбекском, Акчалакском, Куанышском, Ургинском, Агыинском и Актумсукском лицензионных блоках Устюртского региона, не подтвердили прогнозные приросты запасов УВ, лицензии на их использование были сданы.

Кыргызстан

В Республике Кыргызстан деятельность в сфере недропользования регулируется следующими законодательными актами: законами республики «О недрах», «О лицензировании», «Концессия при пользовании недрами», «О концессиях и иностранных концессионных предприятиях», «О соглашениях о разделе продукции при недропользовании» (2002 г.), Налоговым кодексом, а также Положением о порядке лицензирования недропользования (2007 г.). Кроме широко применяемого лицензионного способа освоения недр в Кыргызстане допускается также концессионный способ на основе СРП.

Лицензия для геологического изучения недр выдается на два года с правом ее пролонгации на срок до десяти лет. В случае открытия месторождения инвестор имеет исключительное право на получение лицензии для его промышленной разработки, которая действует в период, установленный техническим проектом, но не более двадцати лет с последующим ее продлением до истощения разведанных запасов полезных ископаемых.

Лицензированию подлежат все виды пользования недрами по всем видам полезных ископаемых. Предоставление прав пользования недрами осуществляется для месторождений общегосударственного значения путем проведения конкурсов (проводятся правительственной конкурсной комиссией).

Государственным органом, выступающим в качестве лицензиара, разрабатывающим условия конкурса, выдающим победителю конкурса или участнику прямых переговоров лицензию на право пользования недрами для геологического изучения и разработки месторождений, является Государственное агентство по геологии и минеральным ресурсам при Правительстве Республики Кыргызстан.

С 1990 г. добыча жидких УВ сократилась в два раза и в последние десять лет стабилизировалась на уровне 68÷78 тыс. т/год, а добыча газа за этот же период упала в шесть раз и в последнее десятилетие колебалась в интервале значений 15÷33 млн м³/год с тенденцией к дальнейшему сокращению.

Собственной добычей Кыргызстан покрывает потребности в нефти только на 9 %, а в газе – на 2÷4 %, в связи с чем вынужден импортировать нефть, нефтепродукты и природный газ в основном из соседнего Узбекистана.

В настоящее время геологоразведкой в Кыргызстане занимается несколько иностранных компаний. На инвестиционных блоках Сох, Сох Вест, Нанай, Наушкент и Тузлук работает консорциум, в который вошли Manas (Швейцария), Santos (Австралия) и Киргизнефтегаз (5 %); на блоках Майлису Норт, Майлису Ист, Чарвак, Ак-Бура, Катран, Сулукта, Майлису Вест, Ашваз, Баткен – консорциум Caspian Oil & Gas (Австралия).

ОАО «Газпром» владеет двумя лицензионными площадями – Кугарт и Майлису-IV. Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях между Правительством Кыргызстана и ОАО «Газпром» подписано 14 мая 2007 г. и направлено на исправление положения с подготовкой запасов УВ в республике. В 2008 г. ОАО «Газпром» получены лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения на нефть и газ в пределах лицензионных площадей Кугарт и Восточный Майлису-IV сроком на семь лет. С начала II квартала 2010 г. в связи со смелой политической обстановки в республике

все геологоразведочные работы на ее территории приостановлены. В соответствии с законом Республики Кыргызстан «О недрах» такая ситуация была оценена российской стороной как форс-мажорные обстоятельства, препятствовавшие выполнению ОАО «Газпром» программы ГРР.

Таджикистан

В Республике Таджикистан деятельность в сфере недропользования регулируется следующими государственными актами: законами «О недрах», «О лицензировании отдельных видов деятельности», «О нефти», «О соглашениях о разделе продукции», Налоговым кодексом, а также Порядком заключения контрактов на недропользование.

К настоящему времени в Таджикистане заключен ряд контрактов, предусматривающих как поиск и разведку месторождений на лицензионных блоках, так и реабилитацию старых месторождений и скважин.

В Таджикистане работает несколько иностранных компаний.

Tethys (Канада) занимается геологоразведкой, восстановлением и интенсификацией добычи на блоке Бохтар (месторождения Курганча, Северный Андыген, Комсомольское, Сульдуды, Бештентяк, Пушион Северный, Ходжа-Сартис, Пушион Южный; структуры: Ходжа-Мумин, Восточный Алимтан, Танапичи и др); Manas Petroleum Ltd (Швейцария) – геологическим изучением и разведкой блока Новобод-Обчай-Калача (месторождения Ниязбек, Ниязбек Восточный; структуры: Ходжа-Бакирган, Новобод и др); ОАО «Газпром» – геологическим изучением площадей Западный Шохамбары, Сарыкамьш, Саргазон, Ренган.

ОАО «Газпром» осуществляет свою деятельность по поиску, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа на территории республики на основе Соглашения с Правительством Таджикистана о стратегическом сотрудничестве в нефтегазовой отрасли от 15 мая 2003 г. Для его реализации 28 марта 2006 г. подписан Меморандум о намерениях между ОАО «Газпром» и Министерством энергетики и промышленности Республики Таджикистан, предусматривающий создание совместного российско-таджикского предприятия, которое будет заниматься проведением поисково-разведочных работ, обустройством месторождений, переработкой и транспортировкой УВ.

В 2008 г. между Правительством Республики Таджикистан и ОАО «Газпром» было подписано Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях республики.

ОАО «Газпром» получило четыре лицензии на право пользования недрами в Республике Таджикистан (лицензионные площади Западный Шохамбары, Сарыкамыш, Саргазон, Ренган) сроком на пять лет.

Перспективы открытия месторождений УВ в пределах лицензионных площадей Ренган и Саргазон связывались в основном с подсольевыми карбонатными отложениями келловей-оксфорда, высоко оценивающимися в пределах всей Афгано-Таджикской впадины [5, 6].

В 2007–2011 гг. на площади Саргазон были проведены сейсморазведочные МОГТ-2D, 3D (ОАО «Саратовнефтегеофизика») и полевые высокоточные гравиразведочные (ОАО НПО «Нафтаком») работы, но из-за сложной надвиговой тектоники (целевые отложения оказались на больших глубинах, чем предполагалось) структуру не удалось выявить и подготовить к поисковому бурению. Глубины залегания продуктивных отложений келловей-оксфорда могут составить $8,5 \div 9$ км, поэтому бурение скважин в этой ситуации экономически невыгодно.

Что касается площади Ренган, то составленная ОАО НПО «Нафтаком» (на основе интерпретации результатов гравиразведочных работ) модель ее строения не может считаться достоверной для выбора точки бурения поисковой скважины и определения ее глубины.

Поскольку имеющиеся геолого-геофизические данные по лицензионным площадям Саргазон и Ренган показали нецелесообразность проведения дальнейших геологоразведочных работ, лицензии на их использование в 2012 г. были сданы.

Работы на площадях Сарыкамыш и Западный Шохамбары продолжаются. На лицензионной площади Сарыкамыш ожидается открытие месторождения Шахринав, ресурсы которого оценены в 18,42 млрд м³.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы. Формирование и расширение МСБ ОАО «Газпром» происхо-

дит за счет освоения ресурсов УВ нефтегазодносных бассейнов, находящихся не только на территории РФ, но и в странах ближнего зарубежья. Контроль над последними позволяет оптимизировать динамику освоения российских ресурсов УВ и их структуру.

Для формирования МСБ за рубежом и ее максимального приближения к потенциальным потребителям ОАО «Газпром» в последнее десятилетие реализует ряд инвестиционных проектов. В республиках Узбекистан, Туркменистан и Казахстан эти проекты направлены на обеспечение созданной во времена СССР Единой системы газоснабжения. В республиках Кыргызстан и Таджикистан перед ОАО «Газпром» стоит задача создания газодобывающей отрасли, способной решить проблемы замещения газа и нефтепродуктов, поставляемых из соседних стран.

Деятельность ОАО «Газпром» в странах ближнего зарубежья строится, главным образом, с учетом геополитических интересов РФ, при этом коммерческая выгода и экономическая эффективность проектов часто уходят на второй план. Их реализация связана не только со значительными геологическими, но и политическими рисками, а технико-экономические показатели находятся на невысоком уровне.

Необходимо отметить, что геологические риски в значительной степени можно снизить еще на предварительном этапе вхождения в зарубежные проекты за счет анализа геологической и статистико-ресурсной информации, а также ранжирования регионов, областей и конкретных лицензионных участков недр по степени ресурсной и геолого-экономической привлекательности. Однако, как показывает практика, не всегда при выборе объектов для инвестирования привлекаются квалифицированные эксперты и проводится обоснованный анализ геолого-геофизических данных, что в дальнейшем приводит к невысоким показателям эффективности проекта. Эта проблема возникает из-за отсутствия общего подхода к формированию МСБ ОАО «Газпром» за рубежом и четко сформулированной общей стратегии зарубежной деятельности Общества как на среднюю (до 2020 г.), так и на дальнюю перспективу.

Список литературы

1. Дикинштейн Г.Х. Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии / Г.Х. Дикинштейн, Г.А. Аржевский и др. – М.: Недра, 1965. – 426 с.
2. Заболотная Ю.И. Новое месторождение Джел в Восточном Устюрте Республики Узбекистан / Ю.И. Заболотная, В.В. Рыбальченко // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. II Межд. науч.-практич. конф. – М.: ВНИИГАЗ, 2010. – С. 33.
3. Гафаров Н.А. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта / Н.А. Гафаров, В.Л. Гулев, С.М. Карнаухов и др. // Научно-техническая библиотека ОАО «Газпром зарубежнефтегаз». – М.: Недра, 2010. – Т. I. – 261 с.
4. Гризик А.Я. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности доверхнепермского палеозоя Восточного Устюрта / А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов // Газовая промышленность. – 2010. – № 11. – С. 50–53.
5. Гулев В.Л. Геологоразведочные работы на нефтегазоносных площадях Южного Таджикистана / В.Л. Гулев // Горный журнал. – 2009. – № 8. – С. 21–22.
6. 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.

УДК 553.98:546.291(470+571)

Г.Р. Пятницкая, Ю.Б. Силантьев

Сырьевая база гелия Российской Федерации и перспективы ее развития

Ключевые слова:

гелий,
сырьевая база,
фрактальное
распределение
запасов,
торнадо-
сопоставление.

Keywords:

helium,
resource base,
fractal convergence
of reserves,
tornado-mapping.

По данным американской геологической службы, мировые запасы гелия в течение последнего десятилетия увеличились в два раза (таблица). Значительно увеличились оценки запасов гелия в Алжире и США, выявлены крупные запасы в Катаре и других странах [1]. Сопоставление оценки запасов гелия по данным государственного баланса Российской Федерации (РФ) с их оценкой USGS (Американская геологическая служба) позволяет сделать вывод о ее занижении (до 7 %). Отметим, что существенные расхождения в оценках запасов гелия, сделанных USGS и национальными агентствами, наблюдаются и по другим регионам мира.

Качество запасов гелия в США и достоверность их подсчета выше, чем в РФ. В США более 95 % запасов имеют концентрацию гелия выше 0,35 %, в том числе хранилище Клиффсайд (около 1,0 млрд м³) – до 70 %. В природном газе месторождений РФ его концентрация изменяется от 0,02 до 0,67 % (Среднеботуобинское нефтегазо-конденсатное месторождение (НГКМ)) [2].

Гелиеносные провинции РФ связаны с нефтегазоносными бассейнами древних платформ – Восточно-Европейской и Сибирской. Из разведанных месторождений углеводородов (в основном природного газа) в качестве источника гелия может рассматриваться 171 месторождение. Отметим, что в 2004 г. эта цифра была выше (178). Сокращение фонда связано со списанием запасов газа и, следовательно, гелия на 7 месторождениях в результате их выработки (истощения запасов газа).

Структура запасов гелия представлена на рис. 1.

Большая часть начальных суммарных запасов (НСЗ) приходится на запасы категории C₁ – 51 %, и менее 43 % – на запасы категории C₂. Выработанность запасов промышленных категорий ABC₁ не превышает 10 %. Запасы категории A + B и накопленная добыча составляют 6 % НСЗ. Около 70 % накопленной добычи приходится на Оренбургское НГКМ (его выработанность превышает 60 %) [2].

Основной объем промышленных запасов (более 95 %) гелия сосредоточен в залежах уникальных (по его концентрации) месторождений Сибирского (большая часть запасов категории ABC₁ – 55 %) и Дальневосточного (запасы категории C₂ – 80 %) федеральных округов (ФО) (см. рис. 1).

В пределах европейской части страны основные запасы газа приурочены к Астраханской (6,2 %) и Оренбургской (4,8 %) областям, главным образом, за счет выявленных на их территориях Астраханского газоконденсатного (ГКМ) и Оренбургского НГКМ.

Распределение мировых запасов гелия

Страны	Запасы, млрд м ³		Прирост/сокращение запасов 2004 г. по отношению к 1994 г., %	Содержание гелия в природном газе, %
	1994 г.	2004 г.		
РФ	4,0	9,2	130	0,05÷0,06
США	8,5	8,5	0	0,1÷1,9
Алжир	2,0	8,4	320	0,18
Канада	2,1	2,0	–5	0,05÷0,19
Катар	1,0	10,0	900	0,15
Китай	1,1	1,0	–9	0,02
Другие страны	2,2	1,7	–26	–
Итого	20,9	40,9	95	–

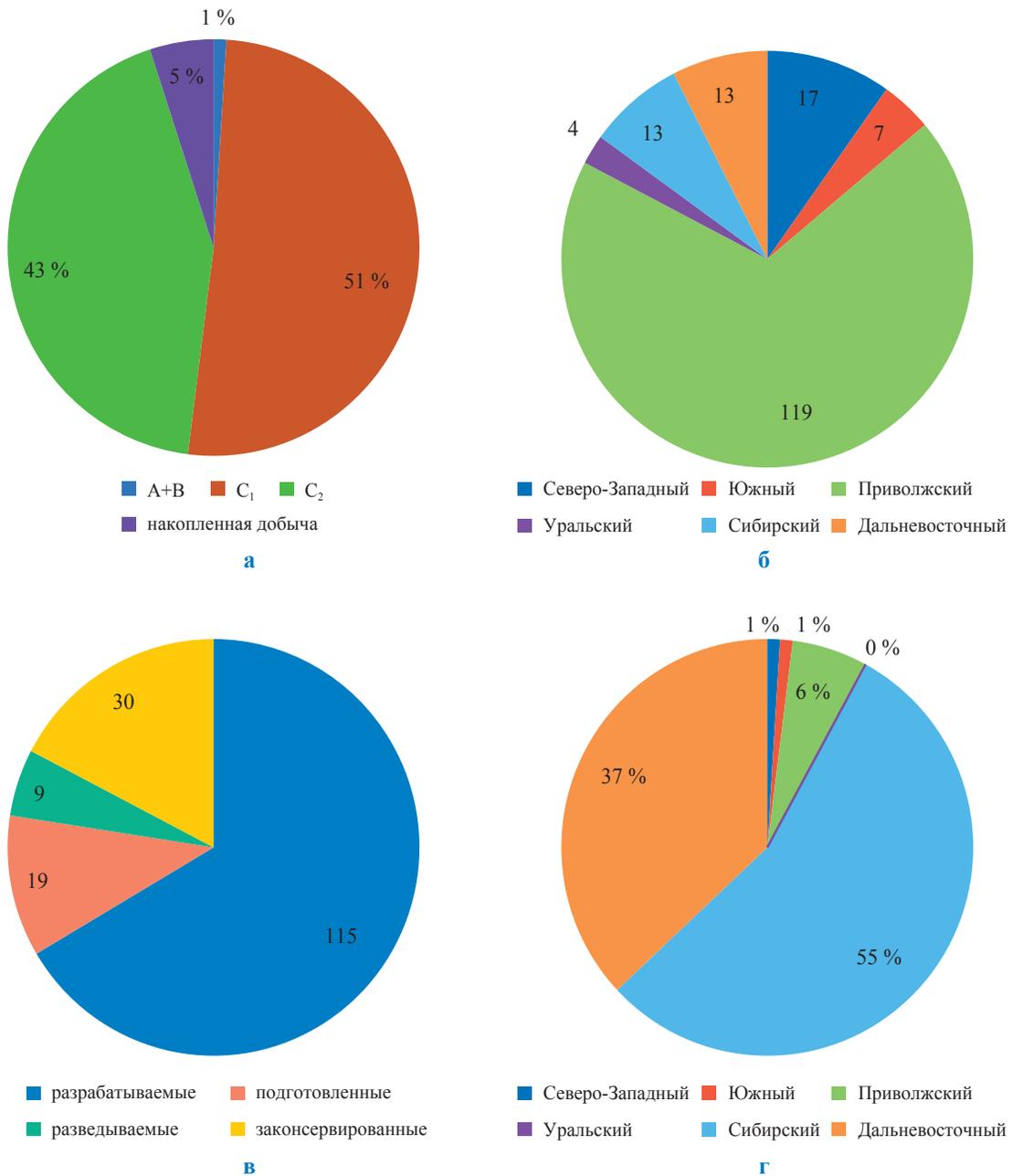


Рис. 1. Структура запасов гелия РФ:

- а – НСЗ гелия РФ; распределение гелийсодержащих месторождений (всего – 171):**
- б – по федеральным округам;**
- в – по степени промышленного освоения;**
- г – распределение промышленных запасов (ABC₁) гелия по федеральным округам**

Как было отмечено выше, фонд гелийсодержащих месторождений включает 171 объект, 70 % которых расположено в пределах Приволжского ФО. Напомним, что извлечение гелия началось на Московском газоперерабатывающем заводе, построенном на окончании газопровода Саратов – Москва. В настоящее время запасы Приволжского ФО вырабатаны на 61 %, в том числе Саратовской области – на 82 %. Основная часть запасов гелия в

этом ФО приурочена к Оренбургскому НГКМ, начальные суммарные запасы которого вырабатаны на 60 %. В настоящее время Оренбургское НГКМ обеспечивает сырьем единственный крупный гелиевый завод РФ [2].

Более 96 % запасов гелия РФ сосредоточены в 16 основных гелийсодержащих месторождениях России (с начальными извлекаемыми запасами гелия категорий ABC₁ более 30 млн м³). К ним относятся: Ковыктинское

ГКМ (Иркутская область), Чайнинское НГКМ, Среднеботуобинское НГКМ, Тас-Юряхское НГКМ (Республика Саха (Якутия)), Собинское НГКМ (Эвенкийский АО), Астраханское ГКМ (Астраханская область), Оренбургское НГКМ (Оренбургская область). Запасы этих месторождений оцениваются в $0,4 \div 3,8$ млрд м^3 гелия [1].

Большая часть (115) гелийсодержащих месторождений, мелких по величине запасов (менее 30 млрд м^3), представляет собой находящиеся в консервации скопления газа (см. рис. 1), что обуславливает субэкономический характер их освоения.

Значительный объем промышленных запасов гелия (более 7,4 млрд м^3) содержится в месторождениях, подготовленных к освоению. К ним относятся прежде всего Ковыктинское, Чайнинское, Собинское и другие месторождения, разработка которых начнется после сооружения газотранспортных систем, гелиохранилищ на месторождениях-спутниках (Атовское, Отрадинское и др.) и решения вопросов, связанных с последующей газохимической утилизацией гелия. Следует отметить высокую разведанность выявленных запасов ряда скоплений: запасы категорий АВС₁ превышают запасы категории С₂ в 3–4 раза.

Основная часть запасов гелия категорий АВС₁ заключена в залежах свободного газа – 73 %, газе газовых шапок – более 26 %, растворенном состоянии (нефть) – менее 1 % [2].

В отличие от Сибирского, Приволжского и Южного ФО, где основные запасы гелия сосредоточены преимущественно в свободном газе месторождений, в пределах Дальневосточного ФО, прежде всего в Республике Саха (Якутия), этот газ находится в газовых шапках (23,6 % запасов гелия РФ). Более 80 % запасов гелия, находящегося в растворенном состоянии, приходится на Приволжский ФО, главным образом, на Оренбургское НГКМ.

В стратиграфическом отношении запасы гелия Северо-Западного, Южного, Приволжского и Сибирского ФО приурочены в основном к палеозойским нефтегазоносным комплексам (НГК). В пределах Дальневосточного ФО запасы гелия сконцентрированы в залежах докембрийских НГК (рифейском, вендском и вендраннекембрийском). На долю палеозоя приходится около 59 % всех запасов гелия, а на докембрий – 41 %. Запасы гелия в отложениях мезозоя составляют менее 0,03 % запасов гелия РФ.

Громадные ресурсы и запасы природного газа Уральского ФО, в том числе ЯНАО, практически не содержат гелий.

Анализ данных о степени освоения ресурсов гелия позволяет объединить субъекты РФ в три группы.

Первую группу составляют субъекты Сибирского и Дальневосточного ФО с крупнейшими (более 3 млрд м^3) запасами гелия, вторую – субъекты Южного и Приволжского ФО, запасы которых не превышают 1 млрд м^3 , и третью – субъекты Уральского и Северо-Западного ФО, запасы гелия которых не превышают 0,6 млрд м^3 .

Почти все выявленные запасы гелия связаны с углеводородными газами и лишь 0,4 % запасов категорий АВС₁ – с азотными. Все месторождения азотного газа, содержащие гелий, расположены на территории Удмуртии и Башкортостана. Содержание гелия в азотном газе в этих регионах изменяется от 0,044 % (месторождение Гремизинское) до 0,146 % (месторождение Сундурско-Нязинское). Продуктивными являются отложения среднего карбона и нижней перми.

Содержание гелия в газах месторождений Оренбургской и Астраханской областей в среднем составляет 0,05 %.

Природные и попутные газы месторождений Саратовской и Самарской областей и республики Коми содержат 0,3–0,4 % гелия, однако его общие запасы относительно невелики. Газы Западной Сибири небогаты гелием (0,01–0,02 %).

Максимальные объемы гелия сконцентрированы в пределах месторождений УВ Иркутской области, Красноярского края и Республики Саха (Якутия), где его концентрация изменяется от 0,09 % (Юрубчено-Тохомская зона) до 0,71 % (Собинское НГКМ). В пределах Ковыктинского ГКМ, Чайнинского НГКМ и Чиканского ГКМ среднее содержание гелия в пластовом газе составляет соответственно 0,21; 0,52 и 0,12 % [1].

Распределение месторождений гелия РФ по крупности запасов имеет логнормальный характер (рис. 2). Пространство между фактальной кривой и выявленной структурой распределения скоплений гелия по крупности указывает на возможности открытия до 60 месторождений с запасами более 30 млн м^3 . Однако основной фонд (95 %) ожидаемых к открытию месторождений гелия будет включать скопле-

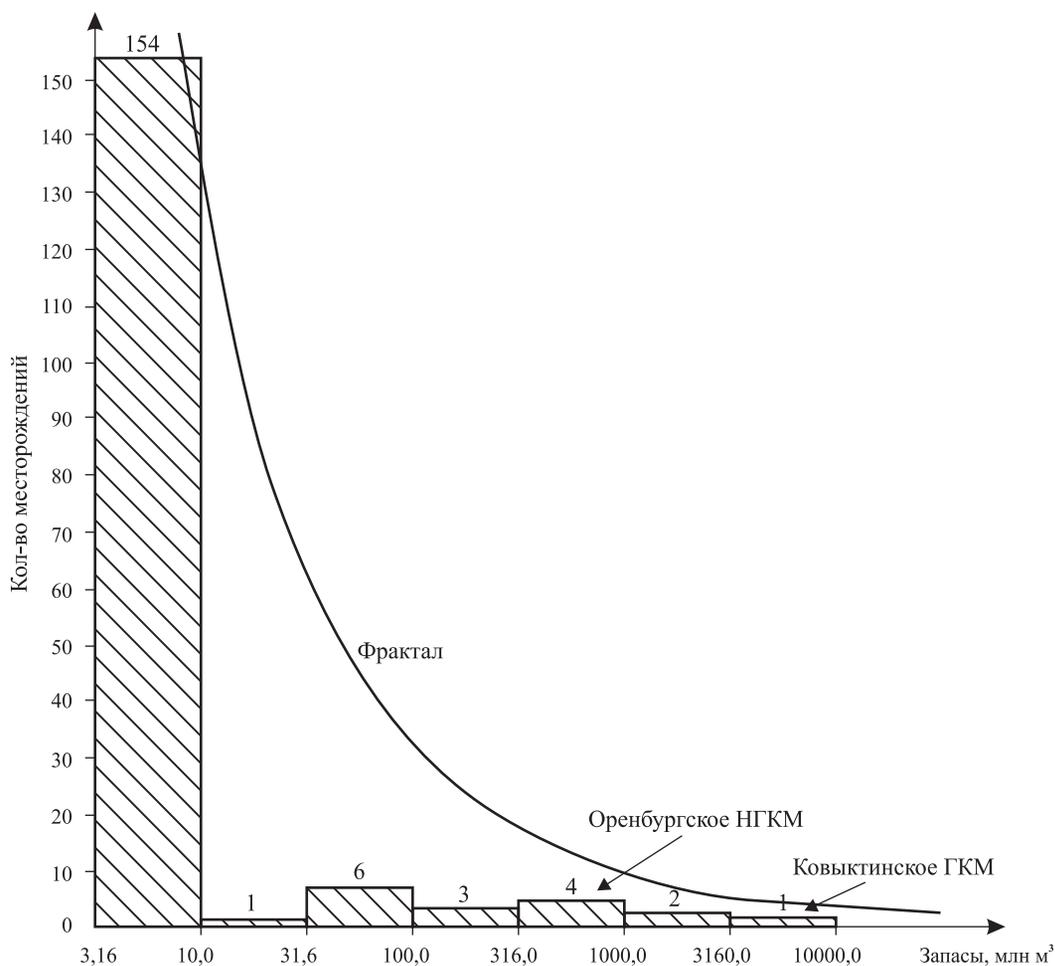


Рис. 2. Распределение гелийсодержащих месторождений РФ по крупности запасов

ния субэкономического характера – с запасами менее 10,0 млн м³. Современный фонд последних уже сейчас включает 154 месторождения.

В настоящее время крупнейшие запасы гелийсодержащего газа сконцентрированы в Астраханской области и восточных регионах РФ. Наиболее крупные осредненные запасы (категория С₂) прогнозируются в пределах Республики Саха (Якутия) (рис. 3). Приведенное торнадо-сопоставление указывает на необходимость доразведки месторождений Восточной Сибири с целью создания крупной гелиевой индустрии.

На рис. 3 сопоставлены начальные суммарные запасы гелия и их современный ресурсный рейтинг (% от запасов РФ) десяти наиболее крупных гелийсодержащих месторождений. В эту выборку попали лишь два уникальных скопления Европейской части РФ – Оренбургское НГКМ и Астраханское ГКМ.

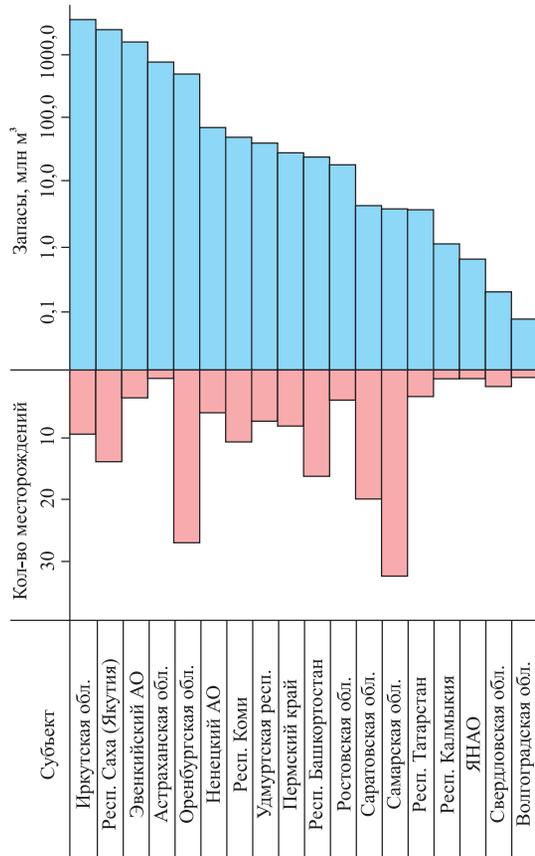
Относительно высокой выработанностью запасов помимо Оренбургской области характеризуются гелийсодержащие углеводород-

ные скопления республик Татарстан, Коми, Калмыкии, а также Волгоградской, Самарской и Саратовской областей. В пределах остальных субъектов РФ запасы газа значительно выше объемов накопленной добычи гелия.

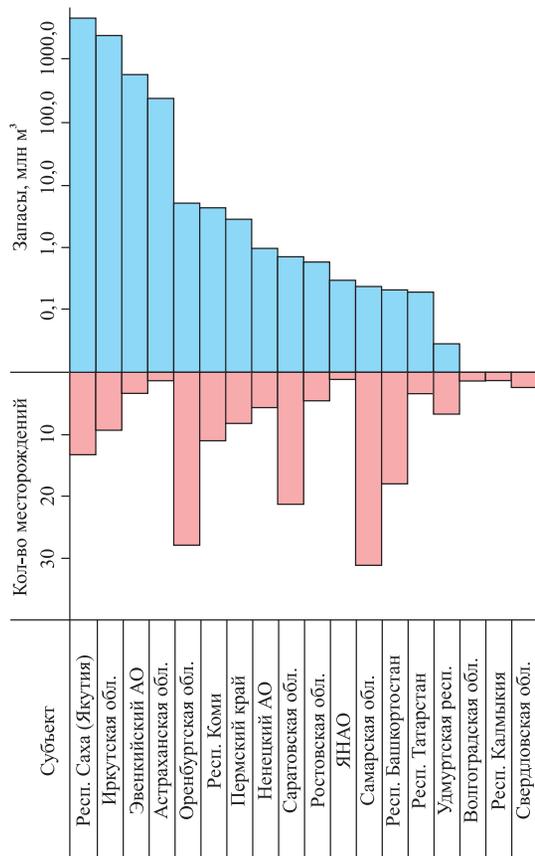
В ближайшей перспективе прирост запасов промышленных категорий (АВС₁) гелия связан исключительно с доразведкой месторождений газа, в первую очередь Астраханского ГКМ, Оренбургского НГКМ, Собинского НГКМ, Чайнинского НГКМ и Ковьютинского ГКМ.

Низкая разведанность начальных суммарных ресурсов (НСР) газа восточных регионов РФ указывает на вероятность обнаружения на их территории крупных скоплений газа и значительного прироста промышленных запасов гелия. Проведенное моделирование показывает возможность увеличения запасов гелия промышленных категорий на 3,4÷4,3 млрд м³, т.е. увеличить НСЗ гелия РФ на 35÷45%. Отметим, что данный прирост сопоставим с суммарными запасами гелия таких стран, как Китай и Австралия.

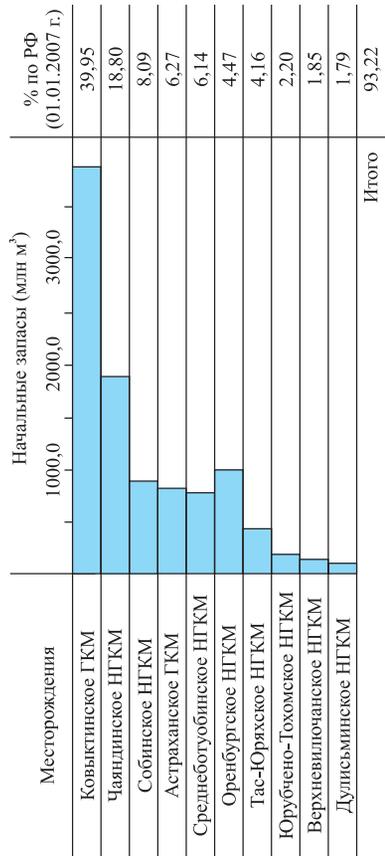
Промышленные запасы гелия (ABC₁) по субъектам РФ



Предварительно оцененные запасы гелия (C₂) по субъектам РФ



Распределение начальных промышленных запасов гелия десяти крупнейших месторождений и их доля в запасах РФ



Сопоставление объемов накопленной добычи и промышленных запасов

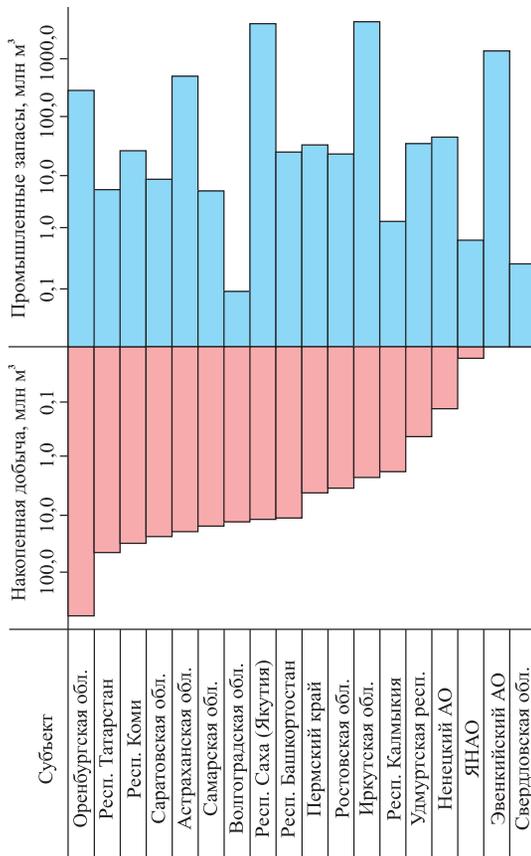


Рис. 3. Сопоставление промышленных запасов (ABC₁) гелия по субъектам РФ

Представленная информация указывает на значительные перспективы развития сырьевой базы гелия в РФ и ее высокий потенциал в формировании мирового рынка гелия, ежегодный объем которого оценивается в 140÷160 млн м³ [3].

В настоящее время крупнейшими районами добычи гелия в мире являются месторождения Хьюгтон/Панхендл, Моаб, Юго-Восточное Колорадо, Вайли Ридж (США), Хасси Р'Мель (Алжир), Сычуань (КНР), Одоланов (Польша), Оренбургское (РФ) и др. [3].

В последние десятилетия благодаря ресурсному потенциалу уникального месторождения Северный Купол Катар опередил США по запасам гелийсодержащего газа и занимает ведущее место в мире [3].

При сравнении оценок 2004 и 1994 гг. установлен девятикратный прирост запасов гелия в Катаре и трехкратный в Алжире (см. таблицу).

На 01.01.2008 г. мировые ресурсы гелия увеличились более чем в два раза. Отметим, что в 2003–2008 гг. USGS резко увеличила запасы гелия в США, в основном за счет их адаптации (трансформации) под осредненное (мировое) содержание. Кроме США ресурсами гелия более 9÷10 млрд м³ располагают РФ и Катар.

За период 1994–2004 гг. запасы гелия ряда стран (США, Канада, КНР и др.) практически не изменились [3]. Отмечается увеличение запасов гелия в РФ, Катаре и Алжире. Следовательно, с истощением (объемным) сырьевой базы природного газа в США происходил прирост запасов гелия в РФ (за счет уникальных месторождений УВ Восточной Сибири), Катаре (за счет оценки запасов месторождения

Северный Купол) и Алжире (за счет открытия ряда крупных гелийсодержащих месторождений природных газов).

Запасы гелия в Нидерландах снизились с 0,7 до 0,6 млрд м³, в Польше – с 0,8 до 0,3 млрд м³.

Наибольшее количество гелийсодержащих месторождений выявлено в США, значительная часть которых характеризуется концентрацией гелия свыше 0,3 %. Отмечается высокая (до 45 %) разведанность НСР гелия. Это указывает на возможность прироста его запасов до 5÷6 млрд м³. Большая часть (свыше 50 %) запасов гелия приурочена к месторождениям штата Вайоминг. На штаты Канзас и Техас приходится соответственно 22 и 20,3 % запасов. Промышленные гелийсодержащие месторождения установлены в 11 штатах США, общее их количество превышает 4,5 тыс. (в основном мелкие месторождения) [3].

Промыслово-добычная инфраструктура сырьевой базы гелия США обеспечивает 99 % внутреннего спроса и до 80 % мирового потребления [3]. Отметим, что основным объемом закачки гелия в подземные хранилища газа приходился на 1963–1976 гг. В последующем основные объемы гелия, поставляемого на рынок, обеспечивались этими накопленными объемами (гелиехранилище Клиффсайд).

Представленная информация указывает на значительные возможности расширения географии и увеличения объемов добычи гелия и коренного изменения современной структуры его глобального (и регионального) рынка, в формировании которой значительная роль должна отводиться гелию РФ.

Список литературы

1. Якуцени В.П. Сырьевая база гелия: состояние, перспективы освоения и использования» / В.П. Якуцени // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2001. – № 2. – С. 10–22.
2. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А.Э. Конторович // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2007. – № 3. – С. 12–17.
3. Иванов Б.А. Проблемы добычи и использования гелия / Б.А. Иванов // Холодильное дело. – 1996. – № 2. – С. 26–31.

УДК 553.98:546.291

Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина

Особенности локализации ресурсов гелия в нефтегазоносных бассейнах мира

Ключевые слова:
газ,
нефть,
ресурсы,
осадочные породы,
гелий,
нефтегазовые
системы.

Keywords:
gas,
oil,
resources,
sedimentary rocks,
helium,
oil and gas systems.

Проблема формирования гелиености газовых месторождений (их пространственной локализации) изучается с 1907 г. Процессам гелиенакопления посвящены работы [1, 2] и исследования отечественных геологов – В.В. Белоусова, В.П. Савченко, В.А. Соколова, А.Л. Козлова, В.П. Якуцени и др.

Большая часть промышленных скоплений гелия приурочена к разномасштабным нефтегазовым объектам:

- нефтегазоносным бассейнам (НГБ) древних платформ с допалеозойским фундаментом;
- относительно приподнятым зонам НГБ, где мощность осадочного чехла не превышает 3÷4 км, в том числе к прибортовым зонам мегадепрессий [1];
- газовым и нефтяным месторождениям.

Пространственная локализация гелиенакопления контролируется особенностями структуры углеводородной сферы и радиогенной природой основной массы гелия в земной коре.

Большая часть гелия представлена его тяжелым (нейтральный атом) изотопом He^4 – продуктом радиогенного распада: уран-ториевого ряда. Излучаемая при этом альфа-частица представляет собой ядро атома гелия с двумя электронами. В процессе взаимодействия с веществом земной коры она, присоединив к себе два электрона, трансформируется в He^4 [3].

Природные нефтегазовые системы обладают способностью углеводородов (УВ) накапливать наибольшие концентрации гелия [4]. Растворимость гелия в сжатых (пластовых) газах почти на два порядка выше, чем в пластовых водах; растворимость гелия в нефтях занимает промежуточное положение (рис. 1). Модель глубинной зональности концентрации гелия в природном газе и пластовой воде указывает на приуроченность основной части запасов (и ресурсов) гелия к глубинам до 4,0 км.

В основном гелий – продукт распада ^{235}U , ^{238}U и Th. Генерация гелия в земной коре – процесс медленный: одна тонна гранита содержит до 2 г урана и 10 г тория, т.е. за миллион лет продуцируется $0,5 \text{ м}^3$ гелия.

В природных газах (в основном в скоплениях метанового состава) гелий присутствует в небольших количествах – до 1,5÷10,0 %.

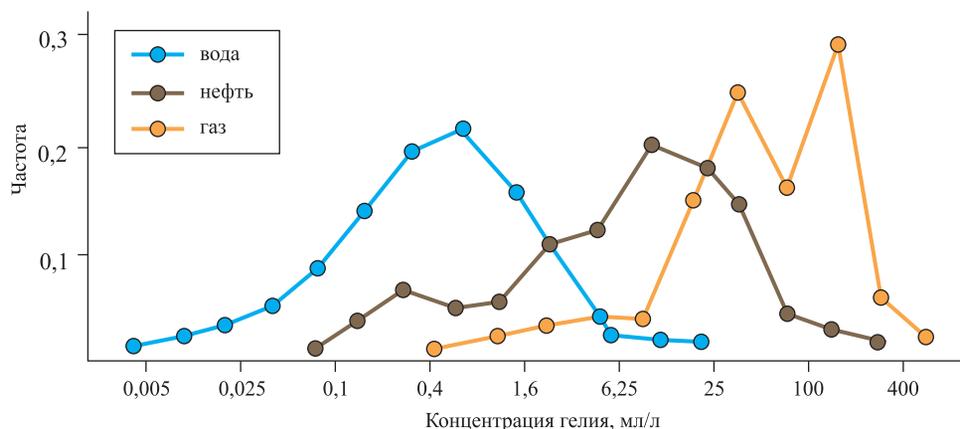


Рис. 1. Распределение концентраций гелия во флюидах [5]

Запасы гелия на земле оцениваются в $5 \cdot 10^{14}$ м³, современный объем его рынка – на уровне $150 \cdot 10^6$ м³. В литосфере гелия в 200 раз больше, чем в атмосфере: содержание гелия в земной коре – 0,003 мг/кг, а в воздухе – 0,00052 % об. [3].

Преимущественно радиогенный генезис обуславливает приуроченность большей части (95 %) гелия к древним платформам (рис. 2). Радиогенная природа основной массы гелия в земной коре подтверждается и характером его изотопного состава. Соотношение изотопов He^3 и He^4 в НГБ изменяется в пределах $0,5 \cdot 10^{-8}$ – $88 \cdot 10^{-8}$ и на 2÷3 порядка отличается от аналогичного соотношения изотопов в мантии, атмосфере и космосе. Это соответствует закономерности радиоактивного распада: чем больше α -излучение в породах (которое находится в прямой зависимости от их возраста и длительности радиораспада), тем больше гелия в них генерируется.

В литосфере эти условия наиболее характерны для древних пород преимущественно кислого состава – архейских нуклеаров, в связи с чем становится понятной приуроченность основных объемов генерированного гелия к осадочным бассейнам древних платформ.

Однако, несмотря на подтверждение радиогенной природы гелия в углеводородных скоплениях, его связь с возрастом вмещающих пород не столь тесна, как предполагалось. Оказалось, что гелиеносность газов зависит

от возраста НГБ лишь в целом. Гелиеносность мезозойских отложений древних платформ (Днепровско-Донецкая впадина и др.) выше, чем на эпигерцинских платформах, несмотря на то, что первые залегают ближе к поверхности, а вторые – к фундаменту. Наличие таких аномалий указывает на особенности онтогенеза гелия, связанные с его высокой миграционной способностью.

Приуроченность зон аккумуляции гелия к малоэнергичным зонам осадочного чехла древних платформ обусловлена обратной зависимостью между гелиеносностью скоплений свободного газа и мощностью осадочного чехла [1, 5]. Согласно этой зависимости, фоновые концентрации (C) свободного гелия в газах растут регионально по мере уменьшения мощности осадочного покрова (рис. 3) и не зависят от глубины залегания (H) скоплений УВ.

Особенно четко эта зависимость проявляется при анализе распределения гелия внутри НГБ: по мере уменьшения мощности осадочного чехла гелиеносность в некоторых НГБ древних платформ увеличивается более чем на порядок [2]. Так, содержание гелия в газах кембрийских и ордовикских отложений (и связанных с ними нефтегазоносных комплексов), непосредственно перекрывающих фундамент в наиболее прогнутах части впадины Анадарко, оказывается на порядок ниже, чем в залежах пермских отложений бортовых частей того же Западного внутреннего бассейна США [4].

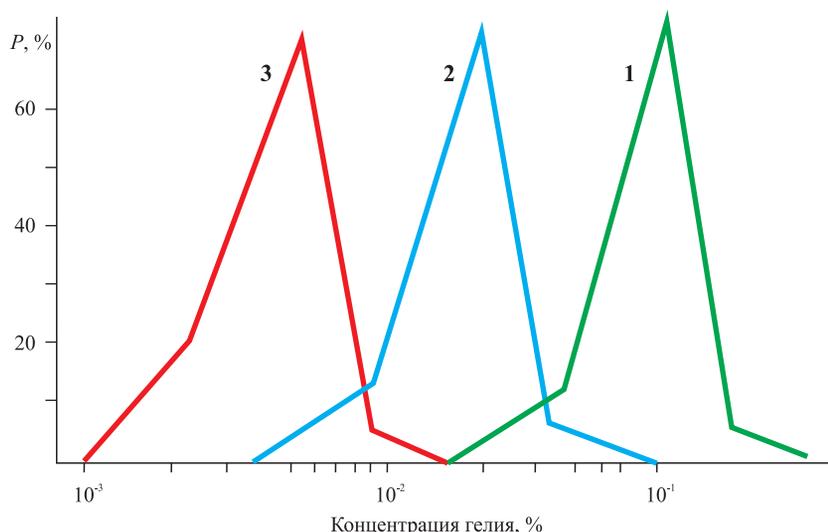


Рис. 2. Вероятность (P) распределения запасов гелия в зависимости от возраста консолидации фундамента [1]:

1 – древние платформы; 2 – эпигерцинские платформы;
3 – районы глубокого (более 5 км) прогибания земной коры

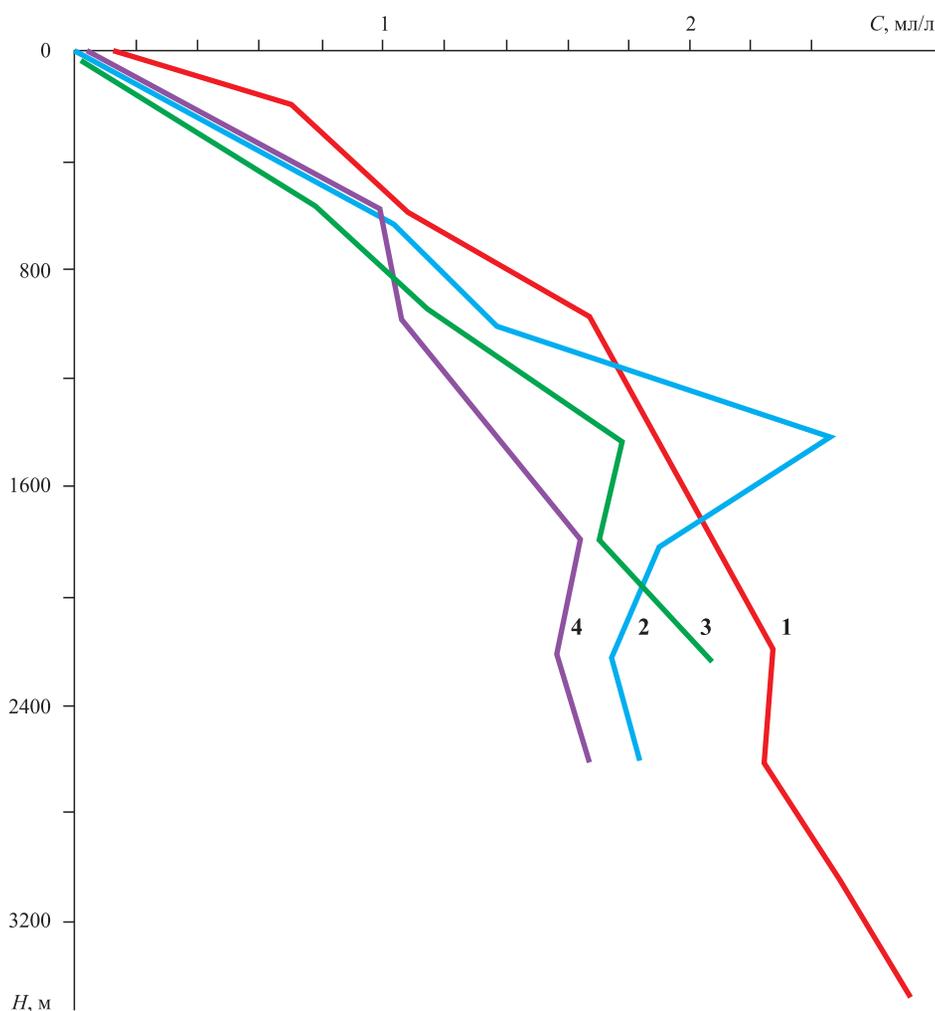


Рис. 3. Зависимость концентраций гелия в пластовых водах от глубины их залегания на территориях Русской платформы (1), в Северном Предкавказье (2), Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области (3) и Западно-Сибирской плиты (4) [1, 3]

Аналогичная ситуация характерна и для других НГБ древних платформ, в частности Восточно-Европейской и особенно Восточно-Сибирской.

Для содержания гелия в пластовых водах характерна прямая зависимость между глубиной и его концентрацией, однако это в значительной мере связано с глубинными перетоками флюидов (в том числе метеорных вод). Процессы последующей генерации газа и его латеральной (к бортам) миграции УВ приводят к последующему обогащению гелием верхних частей разреза [1].

Оптимальные условия для накопления гелия создаются в ограниченной части осадочного чехла НГБ с преимущественно допалеозойским фундаментом, залегающей на глубине 3÷4 км, что подтверждается фактическим рас-

пределением подавляющей части ресурсов/запасов гелия. Выявленная закономерность касается наиболее распространенных (или фоновых) концентраций гелия в свободных газах, с которыми и связаны основные ресурсы гелия. Это не исключает возможности аномальных концентраций гелия в районах с мощностью осадочного чехла более 4000 м, в частности в приразломных зонах и зонах метаморфизма. Их существование связано с миграцией гелия из радиогенных очагов, в том числе в районах тройственных узлов и региональных разломов. Большое значение в распределении гелия имеет наличие галогенных экранов (Оренбургское, Астраханское и другие месторождения).

Основная часть скоплений гелия связана с газами углеводородного состава, меньшая – приурочена к азотсодержащим газовым залежам.

Азот в этих углеводородных скоплениях ведет себя так же, как гелий: его концентрация растет по мере вздымания фундамента к бортовым частям НГБ.

Таким образом, генетической основой для пространственного прогноза распространения в литосфере скоплений газов, обогащенных гелием, являются обогащенность пород литосферы радиоактивными элементами (ураном, торием и др.) и их возраст. Учет этого генетического параметра (обогащенности пород) достаточно сложен из-за особенностей радиогенно-седиментогенного онтогенеза гелия, так как он, в отличие от традиционных УВ, стремится к рассеиванию, а не к концентрированию.

Следует отметить пульсационный характер генерации гелия, связанный с тектономагматической активизацией отдельных областей в осадочно-породных бассейнах (рифтогенезом, трапповыми излияниями и т.п.).

По мобильности гелий уступает лишь водороду, но в отличие от него гелий инертен, т.е. не удерживается минерально-породной матрицей литосферы. Среди инертных (аргон, криптон и др.) газов только гелий не накапливается в литосфере, рассеиваясь вместе с водородом в открытом космосе и создавая гелиево-водородный шлейф [4].

Значительное влияние на распределение гелия оказывают особенности формирования углеводородных систем. В частности, повторная газогенерация, связанная с погружением нефтегазогенерирующих толщ на большие глубины (более 50 м), приводит к уменьшению содержания гелия даже в отложениях палеозоя [1, 5].

Несмотря на некоторую неопределенность прогноза гелиеносности природных газов, высокая степень региональной изученности большинства НГБ позволяет с большей вероятностью прогнозировать содержание гелия в угле-

водородных системах ряда бассейнов в зависимости от особенностей их тектогенеза и осадочного выполнения.

Основной объем планетарных геологических ресурсов гелия связан с криптозойскими породами и перекрывающими их газоносными отложениями позднего докембрия и палеозоя. В свободных скоплениях газа они приурочены к глубинам менее 3,0÷4,0 км (в пределах древних платформ).

Гелиеносность газовых скоплений акваторий значительно ниже даже в отложениях палеозоя. В основном это связано с базальтификацией океанической коры, сопровождающейся уменьшением содержания радиоактивных элементов урано-ториевого ряда.

В отложениях молодых платформ и зонах глубокого залегания фундамента содержание гелия в природном газе резко уменьшается, составляя в среднем на эпигерцинских платформах 0,01÷0,02 %, а в зонах прогибания – 0,001÷0,005 % (таблица). Установленные исключения (содержание гелия – более 1 %) связаны с газопроявлениями в межгорных впадинах, районах тектоно-магматической активности, в пределах реликтовых блоков древнего фундамента (Скалистые горы, возможно, Таримский бассейн и др.), особенно в скоплениях азотных и углекислых газов.

Представленные закономерности локализации ресурсов гелия помимо теоретических аспектов имеют практическое значение. Они позволяют вести целенаправленные поиски высококачественного гелиевого сырья в наиболее перспективных для гелиенакопления участках. Последние, как показывает приведенная информация, приурочены к наиболее изученным областям выявленных НГБ.

Оценки ресурсов и запасов гелия в мире опираются на огромный аналитический материал.

Кластеризация природных газов по гелиеносности

Гелиеносность, %	Продуктивные отложения	He ³ /He ⁴	Геоструктурная приуроченность НГБ
Менее 0,005 0,005÷0,010	Кайнозой	10 ⁻⁷ ÷10 ⁻⁶	Альпийские подвижные пояса, глубокие прогибы
0,010÷0,050	Мезозой	10 ⁻⁷	Эпигерцинские плиты, шельфовые зоны, области прогибания
0,050÷0,100 0,100÷1,000	Палеозой – протерозой	10 ⁻⁸	Древние платформы
Более 1,000	Палеозой, реже мезозой	10 ⁻⁶ ÷10 ⁻⁸	Внутриплатформенные зоны мезозойской складчатости (области тектоно-магматической активизации)

В США они выполняются регулярно на государственном уровне Бюро минеральных ресурсов.

В XX столетии изучению и освоению ресурсов гелия уделялось особое внимание.

Очевидно, что и сейчас эти проблемы актуальны. Для их решения необходимо создание в академических и отраслевых институтах специальных научно-производственных подразделений.

Список литературы

1. Якуцени В.П. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности / В.П. Якуцени // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – СПб., 2009. – № 4. – С. 1–24.
2. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев и др. // Минеральные ресурсы России. – 2007. – № 3. – С. 10–22. – (Серия «Экономика и управление»).
3. Helium // Mineral Commodity Summaries us Department of the terior U.S. Geological survey. – 2004. – P. 80–81.
4. Иванов Б.А. Проблемы добычи и использования гелия / Б.А. Иванов // Холодильное дело 1996. – № 2. – С. 26–31.
5. Фетмах Р. Перспективы использования гелия (Алжир) / Р. Фетмах // Нефть, газ и энергетика. – 2006. – № 3. – С. 33–39.

УДК 553.98

Е.Д. Ковалёва, Ю.Б. Силантьев

Направления повышения эффективности освоения нетрадиционных ресурсов газа

Освоение нетрадиционных ресурсов газа (НТРГ) требует разработки и внедрения новых (инновационных) геотехнологий поиска, разведки (в том числе методологии оценки ресурсов и запасов) и эксплуатации газосодержащих геологических объектов. В настоящее время в значительной мере используются накопленный опыт и инструментарий нефтегазовой и угольной отраслей промышленности. Однако геологическая текстура скоплений НТРГ требует формирования принципиально новых концепций и геотехнологий их освоения. С инновациями связаны перспективы развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) как индустриально развитых стран, так и стран, обедненных первичными энергоресурсами, но обладающих значительным потенциалом НТРГ.

Номенклатура нетрадиционных ресурсов углеводородов (НТРУВ) значительно шире, чем ее обычно представляют, так как она включает объекты, разработка которых нерентабельна при текущих геолого-экономических показателях. На рис. 1 представлена кластеризация НТРУВ. Первую группу составляют три базовых типа нетрадиционных ресурсов:

- угольный метан;
- сланцевый газ;
- газ низкопроницаемых (плотных) коллекторов.

Ресурсы этой группы в настоящее время широко осваиваются в Северо-Американском регионе и за его пределами.

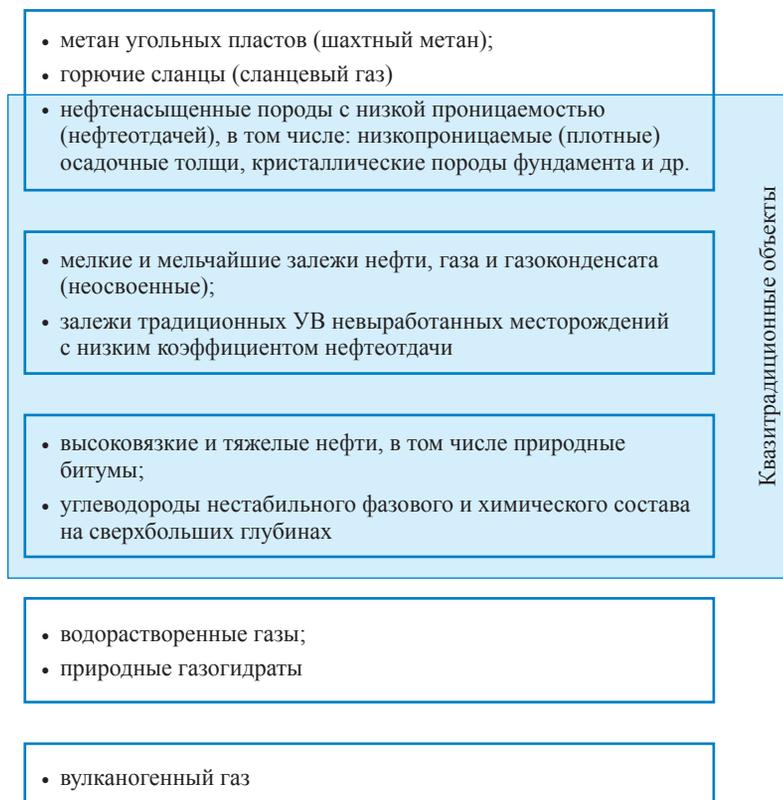


Рис. 1. Нетрадиционные ресурсы углеводородов

Ключевые слова:

газ, нетрадиционные ресурсы, рентабельность, систематизация, геотехнология, стимулирование, анализ фискально-налогового права.

Keywords:

gas, unconventional resources, profitability, systematization, geotechnology, promotion, analysis of fiscal and tax law.

Отметим, что нефтегазонасыщенные породы с низкой проницаемостью группируются в квазитрадиционные объекты, включающие малые месторождения, остаточные запасы выработанных и глубокопогруженных залежей и т.п. Освоение этих объектов возможно за счет методов вторичного и третичного воздействия на углеводородные системы природных резервуаров продуктивной части разреза. Освоение конкретного нетрадиционного источника углеводородного сырья требует адаптации под него геотехнологий поиска, разведки и разработки.

В настоящее время относительно неплохо идет освоение угольного метана, сланцевого газа и плотных пород (песчаников, мергелей и т.п.), для чего используются модернизированные технологии нефтегазодобывающей отрасли – Fast Drill, Multi zone Simulation Technology, Jast-in-time Perforation и др. [1].

Применение новых геотехнологий освоения НТРУВ требует принятия институциональ-

ных мероприятий, стимулирующих деятельность компаний-операторов. Эти мероприятия в геополитическом плане способствуют повышению надежности внутреннего газообеспечения (энергообеспечения) стран, в том числе за счет замещения импорта собственными ресурсами национального производства газа.

Геотехнологии

Выделяются два основных направления геотехнологий освоения НТРУВ, связанных соответственно с увеличением результативности исследований и снижением затрат на их освоение (таблица).

В настоящее время нетрадиционные источники газа осваиваются, по мнению одного из авторов настоящей статьи, на основе концепции искусственных залежей (2004 г.) или их конверсии в искусственный газ в результате газификации углей, черносланцевых формаций и т.п. (рис. 2).

Направления добычи нетрадиционных углеводородов [2]

Направление	Область внедрения технологий	1 год, %	25 лет, %
Технологическое-инвестиционное	Эффективность разведочных скважин	0,53	14
	Эффективность эксплуатационных скважин	0,41	11
	Начальный дебит	0,87	24
	Конечная добыча на одну скважину	0,74	20
Технологическое-экономическое	Затраты на бурение	1,81	37
	Затраты на освоение	1,37	39
	Затраты на строительство	1,18	26
	Фиксированные эксплуатационные затраты	1,00	22

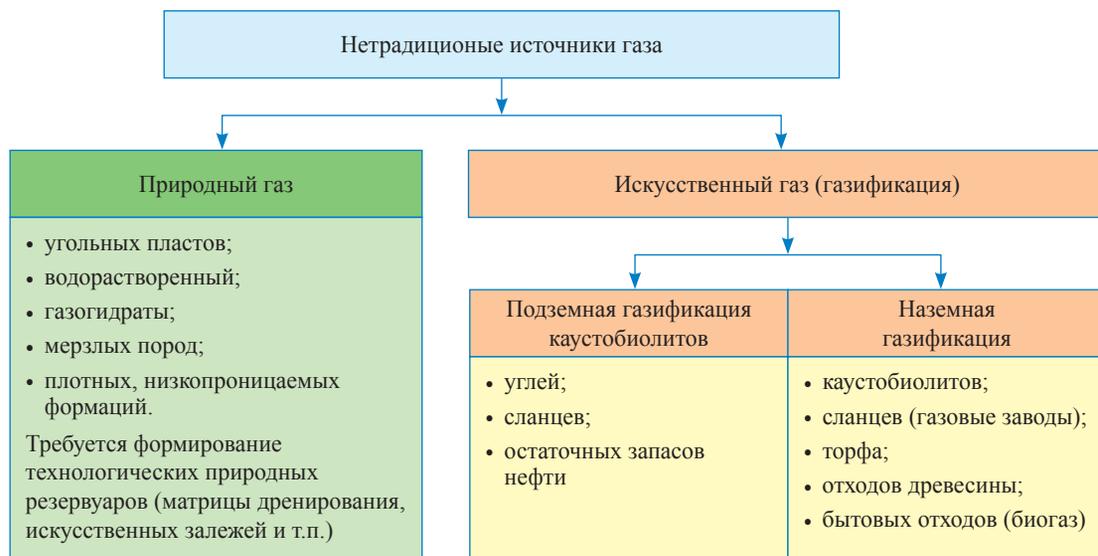


Рис. 2. Освоение нетрадиционных источников газа с получением его промышленных объемов

Методы получения искусственного газа начали развиваться в XIX столетии (производство светильного газа) и продолжились в первой половине XX (подземная газификация углей Подмосковского бассейна, сланцевые газовые заводы и т.п.). Очевидно, аналогичные методы (газификация каустобиолитов, труднодоступных залежей угля, нефти, сланцев, торфа, бытовых отходов, лесной и другой биомассы) приемлемы для получения генераторного газа или синтез-газа. Некоторые из этих методов (переработка отходов и т.п.) имеют экологическую значимость, особенно в пределах крупных городских конгломераций. Следует вспомнить и опыт получения сланцевого синтез-газа из куккерситов (сланцев ордовикского возраста) Эстонского (Ленинградского) сланцевого бассейна и синтетического топлива во время Второй мировой войны. В послевоенные годы получаемый на газовом заводе в Кохтла-Ярве сланцевый синтез-газ обеспечивал потребности в газе Таллина и Ленинграда. В настоящее время на Ленинградском месторождении в российской части Эстонского сланцевого бассейна функционирует завод получения синтез-газа. В данном случае стоит говорить о методах наземной газификации в ограниченных объемах для решения задач и проблем локального энергообеспечения.

Очевидно, к методам наземной газификации следует отнести и извлечение водорастворенного газа. В настоящее время его опытно-промышленная добыча в Японии считается оптимально рентабельной при газоводяном факторе более $2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Основная часть НТРГ требует формирования начального пустотного объема, в ареале которого газ из связанного и свободного микрорассеянного состояния будет переходить в свободную (десорбированную) непрерывную фазу.

Геотехнологии гидроразрыва пласта (ГРП), применяемые при добыче угольного метана и сланцевого газа, также направлены на формирование начальных вмещающих емкостных объемов, представляющих собой искусственные залежи.

Особенности нетрадиционных источников газа определяют два основных направления развития геотехнологий:

- создание механизмов формирования начальной буферной емкости и т.п.;
- формирование новой методологии освоения нетрадиционных объектов, отличной от применяемой ранее [3].

Отметим, что в случае освоения газоигдратных скоплений необходимо решать задачу периодической очистки систем дренирования. Известен ряд случаев, когда в зоне вечной мерзлоты при бурении были получены притоки газа, которые в течение короткого времени самоликвидировались, так как призабойная зона забивалась терригенным шламом газоигдратных скоплений [4].

Все методы освоения НТРГ можно объединить в три основных направления (рис. 3):

- 1) поисковое (на основе методов и практики геологоразведочных работ на нефть и газ);
- 2) технологии нефтегазовой отрасли;
- 3) технологии угольной отрасли.



Рис. 3. Классификация методов освоения нетрадиционных ресурсов газа

Поисковое направление базируется на традиционных методах поиска и разведки месторождений УВ (бурение, 2D и 3D сейсморазведка, моделирование геологического разреза и т.п.). Остальные направления используют технологии, широко применяемые в нефтегазовой и угледобывающей отраслях промышленности. В настоящее время осуществляется освоение крупных площадных объектов сланцевого и угольного газа. Плотность ресурсов угольного метана (и сланцевого газа) сопоставима с плотностью запасов месторождений УВ. Однако снижение дебитов требует постоянного увеличения фонда скважин: плотность скважин на ряде участков сланцевых бассейнов США (Марцеллус, Хайнесвил, Вудфорт и др.) превышает сотни скв./км². Такая плотность указывает на возможные экологические проблемы, связанные с техногенным перетоком газа в верхние, приповерхностные части осадочного разреза, в том числе в черте городов. Аналогичные процессы давно известны в ряде регионов Предкарпатского сложнопостроенного бассейна (города Борислав, Плоешти и др.). Это обусловило ограничение освоения сланцевого газа в ряде стран Западной Европы (Франция, Италия и др.).

Освоение газогидратных (ГГ) скоплений требует иного, нетрадиционного подхода, учитывающего особенности извлечения газа, которое при современных технологиях связано со значительными энергозатратами.

Выбор технологии разработки ГГ залежей (как и других НТРГ) зависит от конкретных геолого-физических условий их залегания. В настоящее время известны четыре основных метода вызова притока газа из гидратного пласта:

- 1) понижение давления ниже равновесного;
- 2) нагрев гидратосодержащих пород выше равновесной температуры;
- 3) комбинация двух вышеуказанных методов;
- 4) химический (с воздействием химреагентов).

Другие методы воздействия – электромагнитный, акустический, закачка CO₂ и закачка радиоактивных отходов – изучены недостаточно.

Эффективному освоению угольного метана и сланцевого газа препятствует проблема получения стабильно рентабельного притока. Динамика дебитов в горизонтальной скважине, характеризуется их резким уменьшением в первые два года. В течение первых меся-

цев происходит резкое падение дебитов (после проведения ГРП) добывающих скважин в несколько раз. Это связано с тем, что вновь образованная матрица трещин воздействует только на прискважинное пространство, подток УВ из отдаленных частей резервуара ограничен низкой проницаемостью остальной части вмещающих пород. В дальнейшем именно подток УВ из этой части обеспечивает хоть и невысокие, но стабильные дебиты газа, тем более, что он лимитирован геостатическим транспрессивным давлением, ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пород призабойной зоны и т.п. Таким образом, для многократной реанимации матрицы дренирования в призабойных зонах НТРУВ, которая в настоящее время осуществляется повторением ГРП, необходима разработка новых технологий. Глубина вскрытия (H) не сказывается на динамике изменения дебитов в скважине.

Организационно-институциональные мероприятия

Очевидно, что оптимизация геотехнологий должна определяться на ранних стадиях реализации инвестиционных программ. Структура европейской программы Gas Shale research (GASH) освоения сланцевого газа, приведенная на рис. 4 показывает, что комплекс геотехнологий определяется на стадии региональных исследований.

Успешное освоение НТРГ достигается также за счет повышения их товарной ликвидности, в том числе за счет утилизации в синтетическое топливо. На рис. 5 приведена программа работ по освоению ресурсов угольного метана КНР, предусматривающая формирование системы локальных (провинциальных) топливно-энергетических комплексов, в том числе производство сжиженного газа.

В настоящее время уже возникла проблема экологической безопасности добычи сланцевого газа и угольного метана. В будущем не исключена такая же ситуация и при освоении ГГ скоплений.

В ряде регионов США и Канады (Нью-Йорк, Альберта, Квебек и др.) временно приостановили добычу сланцевого газа из-за ухудшения качества водоснабжения, вызванного попаданием в реки плохо очищенной воды, используемой при проведении ГРП.

Дело в том, что при ГРП в скважину закачивается смесь воды, песка и химикатов. Затем



Рис. 4. Программа освоения сланцевого газа в Европе (GASH) [5]

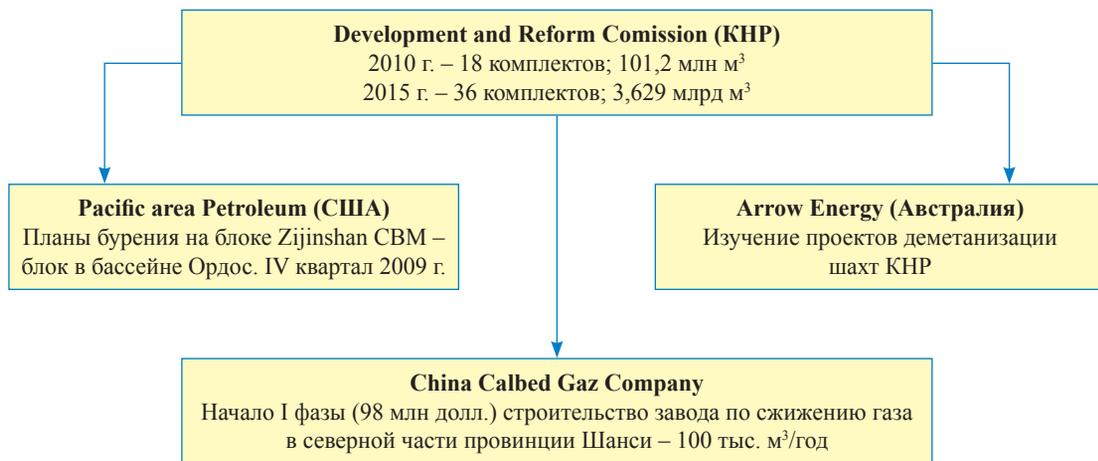


Рис. 5. Программа освоения ресурсов угольного метана в КНР [5]

отработанная вода подвергается очистке и попадает в реки. Однако используемые водоочистные сооружения в ряде случаев не соответствуют предъявляемым стандартам. Кроме этого ГРП способствует насыщению грунтовых вод сланцевым газом (как это случилось, например, в штатах Колорадо, Огайо, Пенсильвания, Техас и Западная Виргиния). Экологи опасаются, что в связи с резким увеличением количества скважин (за двадцать лет их количество удвоилось и в настоящее время

составляет 500 тыс.) случаи заражения верхней части гидросферы учащаются [6].

Представленная информация указывает на необходимость комплексного и адаптированного освоения НТРИГ. Очевидно, необходимо определение вида углеводородного сырья в каждом регионе и внедрения остальных типов УВ в оптимальную структуру топливно-энергетического баланса разномасштабных субъектов (регион, область, район, муниципальное объединение).

Как свидетельствует мировой опыт, эффективным средством, стимулирующим освоение НТРУВ, является государственная поддержка инновационных проектов.

Особенностями инвестиционных проектов в области добычи углеводородного сырья является их высокая капиталоемкость и наличие ряда специфических, в том числе геолого-технологических, рисков. Большое значение для их снижения может иметь выстраивание взаимовыгодных отношений между государством и недропользователем. Опыт развитых стран показывает, что государство может и должно играть планирующую и законодательную роль, а также быть регулятором и контролером при производстве, в том числе для стимулирования конкуренции.

Помимо простого заполнения правового поля, регламентирующего взаимоотношения в ТЭК и недропользовании, государство должно применять методы экономического воздействия для стимулирования добычи отдельных видов энергоресурсов, максимального использования собственных ресурсов, внедрения новейших геотехнологий и улучшения экологической обстановки.

Одним из удачных примеров создания государственных стимулов и гарантий стал законодательный акт Конгресса США «О политике в области добычи газа из нетрадиционных источников» 1983 г. (краткое название – раздел 29 «О налоговых льготах...»), приведший к «газодобывающей лихорадке» (в том числе к масштабному освоению НТРГ) (рис. 6).

Упомянутый закон предусматривает значительные льготы для компаний, добывающих газ (метан) из угольных пластов, девонских слан-

цев и низкопроницаемых (плотных) формаций (пород). Так, в первых двух случаях налоговые льготы составили около 35 долл. за 1000 м³ добытого газа, для плотных коллекторов – около 18 долл. за 1000 м³ газа [5]. Такое различие связано с меньшей инновационной значимостью плотных коллекторов, по существу, являющихся низкопроницаемыми аналогами традиционных углеводородных объектов.

Впечатляющий рост добычи газа из нетрадиционных источников в США в значительной степени обусловлен двумя основными факторами:

1) налоговыми льготами компаниям, ведущим добычу нетрадиционных энергоресурсов. Государственная поддержка с целью снижения импорта углеводородного сырья привлекла к освоению угольного метана и сланцевого газа, значительные финансовые, научные и инженерно-технические ресурсы;

2) интенсивным развитием технологий и значительным снижением себестоимости добычи метана из угольных пластов и глинистых сланцев.

За 10 лет такого налогового режима компаниям, добывающим метан в угольном бассейне Блэк Уорриор, государством были предоставлены налоговые скидки в размере 270 млн долл., в бассейне Сан Хуан – 860 млн долл.

Масштабная поддержка государством развития добычи метана из угольных пластов осуществляется также в Китае. Правительство Китая ввело целый ряд дополнительных налоговых льгот для стимулирования подготовки к освоению и разработки метаноугольных месторождений. Налог на добычу полезных ископаемых в настоящее время не взимается. По анало-



Рис. 6. Создание государственных стимулов и гарантий по добыче НТРГ в США [5, 6]

гии с США введена налоговая льгота в размере 28 долл. США за 1000 м³ метана, добываемого из угольных пластов; налог на добавленную стоимость (НДС) установлен в размере 5 % для проектов, реализуемых совместно с иностранными компаниями. Предприятия не облагаются налогом на прибыль в течение первых 2 лет добычи. Затем ставка налога на прибыль снижается на 50 % на срок окупаемости проекта. Отменены импортные пошлины на ввоз материалов, машин и оборудования, используемых для поиска, разведки, подготовки к освоению и обустройства метаноугольных месторождений.

С целью снижения себестоимости добываемого газа разрешено применение ускоренной амортизации специального оборудования для добычи угольного газа. Кроме того, для стимулирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) в области освоения ресурсов угольного газа в Китае действует целый ряд мер по возмещению налоговых и производственных затрат при его добыче.

НДС, взимаемый с добычи угольного метана (или сланцевого газа), может быть востребован к возмещению после налогообложения. Возмещенный налог может использоваться только для проведения НИОКР и увеличения добычи и повторно налогом на прибыль не облагается [5].

Из добавленной (в сравнении с предыдущим годом) величины налога на прибыль в текущем году может вычитаться до 40 % инвестиций в оборудование, изготовленное в Китае. Кроме уменьшения НДС на величину затрат на НИОКР, на 50 % от этих затрат может быть уменьшена налогооблагаемая прибыль в текущем году.

Поддержка Правительства КНР направлена на увеличение добычи угольного газа после 2009 г. до 10–12 млрд м³/год.

По-видимому, в России, как и во всем мире, развитие добычи метана из угольных пластов, особенно на начальном этапе, должно происходить более интенсивно при финансовой и налоговой поддержке государства. Эта поддержка может включать: снижение или полную отмену таможенных пошлин на ввоз оборудования и материалов, не имеющих отечественных аналогов; введение инвестиционной льготы по налогу на прибыль на срок окупаемости инвестиций и освобождение от налога на добычу полезных ископаемых.

По пути, выбранному в Канаде, где поощрение газодобывающих компаний, связанных с освоением НТРГ, обеспечивается скользящей шкалой региональных роялти (годовых отчислений), пошло Законодательное собрание Кемеровской области, принявшее в 2001 г. Закон о предоставлении налоговых льгот предприятиям и организациям, участвующим в реализации первого этапа проекта (освоения угольного метана). Законопроект предусматривал взимание в областной бюджет «щадящих» налогов до 2005 г. В этот период планировалось выполнить основную часть НИР и НИОКР, конечной целью которых являлось создание базы для перехода от опытно-промышленной добычи метана к широкомасштабной (коммерческой). В связи со сложностью и проблемами освоения Талдинского метаноугольного месторождения срок действия закона был продлен.

Очевидно, что институциональные мероприятия в дополнение к инновационным геотехнологиям являются эффективным инструментом для активизации освоения НТРГ.

Список литературы

1. Mohr S.H. Models provide insights on North American Gas Future / S.H. Mohr, G.M. Evans // *OGJ*. – 2007. – V. 105 (25). – P. 51–55.
2. Якуцени В.И. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В.И. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – ВНИГРИ, 2009. – № 11. – С. 28–45.
3. Якушев В.С. Перспективы освоения ресурсов нетрадиционного газа / В.С. Якушев, В.А. Истомин, В.А. Скоробогатов. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 35 с.
4. Цхал А.Д. Разведка и освоение нетрадиционных газовых ресурсов / А.Д. Цхал, В.Ф. Буслаев, С.А. Кейн // *Нефтегазовое дело*. – 2005. – Т.3. – С. 31–35.
5. Скоробогатов В.А. Нетрадиционный газ. Ресурсы и перспективы освоения / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром экспо, 2012. – 116 с.
6. Flores R. Coalbed methane: gas of the past, present and future / R. Flores // *SCI Topics*. – 2010.

УДК 622.279

В.А. Кузьминов, С.А. Леонов, Е.В. Перлова, Л.С. Салина

Газосодержащие сланцы как один из видов нетрадиционных ресурсов природного газа низкопроницаемых формаций

Ключевые слова: природный газ, нетрадиционные источники газа, сланцевый газ, низкопроницаемые формации.

Keywords: natural gas, unconventional gas, shale gas, low-permeability formations.

В XXI в. природному газу, как экологически наиболее чистому энергоносителю, отводится главенствующая роль в обеспечении мирового экономического развития. Неравномерное распределение традиционных ресурсов газа приводит к тому, что многие страны, испытывая их дефицит, пытаются восполнить его за счет импорта, оказываясь при этом в зависимости от стран-поставщиков. Подобное положение таит скрытую угрозу экономической безопасности, поэтому ее пытаются преодолеть разными способами:

- диверсифицируя поставки газа путем увеличения количества экспортеров, в том числе за счет развития альтернативных трубопроводному способам его транспортировки (в сжиженном, сжатом и гидратном состоянии);
- разрабатывая и внедряя энергосберегающие технологии;
- развивая технологии получения энергии из ее возобновляемых источников (ветер, вода, солнце и пр.);
- разрабатывая и совершенствуя технологии использования собственных невозобновляемых источников энергии (уран, уголь, нефть, газ).

Развитие последнего направления в ряде стран (США, Канада, Австралия) достигло значительных успехов, особенно заметных в области освоения нетрадиционных газовых ресурсов. К настоящему времени технологически доступна пока лишь та их часть, которая представлена газом плотных коллекторов, угольных и сланцевых толщ. По данным U.S. Energy Information Administration (EIA) (2011), общемировой объем добываемого из этих толщ газа в 2010 г. составил 490 млрд м³, или около 15 % всей мировой добычи газа. Большая часть нетрадиционного газа (около 420 млрд м³), в том числе практически весь сланцевый газ, добывается в США. На остальные страны приходится всего 70 млрд м³, из которых 10 млрд м³ добыто из угольных пластов и 60 млрд м³ – из плотных коллекторов.

Совокупный объем геологических ресурсов рассматриваемой части нетрадиционных источников газа по разным оценкам сопоставим с начальными суммарными ресурсами традиционных (рис. 1).

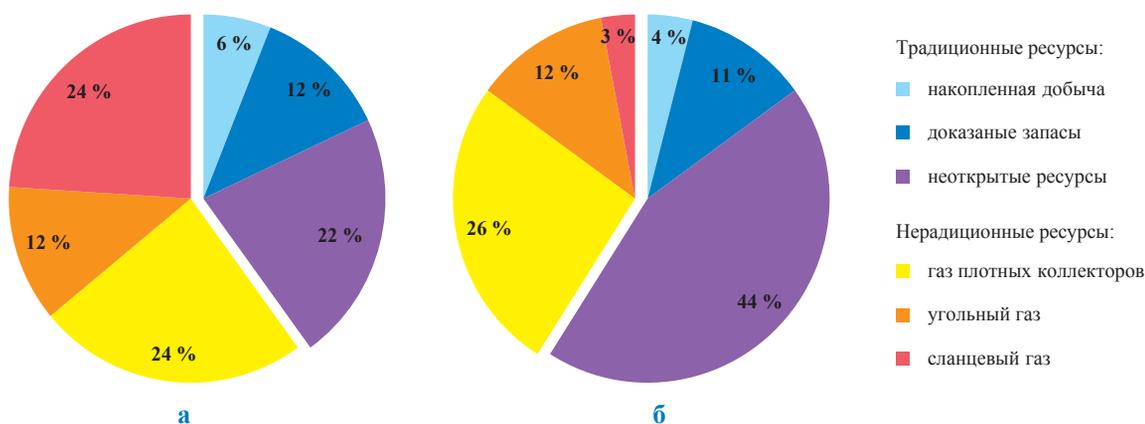


Рис. 1. Соотношение традиционных и нетрадиционных промышленно осваиваемых ресурсов газа в мире (а) и в России (б)

В течение последнего десятилетия в США благодаря начатым еще в начале 1970-х гг. научным исследованиям наблюдался стремительный рост добычи газа из рассматриваемой группы нетрадиционных ресурсов (рис. 2). В 2012 г. в США объем добываемого из них газа составил 472 млрд м³ (более половины общей добычи), а накопленная добыча – свыше 4,5 трлн м³ [1].

По прогнозу EIA (2013 г.), доля нетрадиционного газа в общей газодобыче США будет расти и далее: с 66 % в 2012 г. до 75 % к 2035 г. При этом до конца 2035 г. уровни годовой добычи газа из плотных коллекторов и угольных пластов останутся неизменными (соответственно 170 и 52 млрд м³), добыча традиционного газа снизится (с 235 до 180 млрд м³), а добыча сланцевого газа будет расти темпами, опережающими этот спад (с 215 до 385 млрд м³), обеспечивая уровень годовой совокупной газодобычи почти в 800 млрд м³.

Поскольку добыча газа из плотных коллекторов и угольных толщ достигла своих пиковых возможностей (в силу их ограниченных по сравнению со сланцевым газом ресурсов), становится очевидным стратегическое значение сланцевого газа в энергетическом обеспечении США. Оно подкрепляется переориентацией НИОКР и соответственно объемов финансирования на развитие технологий, которые позволят наиболее полно раскрыть потенциал газодобычи сланцевых толщ.

Суммарный объем мировых геологических ресурсов сланцевого газа, по разным данным, оценивается в 380÷420 трлн м³ [2]. По данным Министерства энергетики США, еще 32 страны (помимо США) обладают собственными ресурсами сланцевого газа. Многие из них готовы перенять опыт США – лидера их промышленного освоения.

В 2011 г. Геологическая служба ФРГ оценила мировой объем технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа в 170 трлн м³. Это консервативная оценка, поскольку в ней использован минимальный (0,1) коэффициент пересчета начальных геологических ресурсов в технически извлекаемые (в США его значение находится в диапазоне 0,10÷0,35) (рис. 3).

Согласно этой оценке, в России технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа составляют 10 трлн м³, что соответствует объему геологических ресурсов в 100 трлн м³ и превышает в 5÷10 раз оценки большинства российских экспертов. Этот пример свидетельствует о том, что дальнейшее геологическое изучение и получение более достоверной информации, а также совершенствование технологий добычи скажутся на оценке суммарных и технически извлекаемых ресурсов.

Характерная особенность трех видов нетрадиционных ресурсов (газ плотных коллекторов, угольных и сланцевых толщ) – их приуроченность к пластам с низкими фильтрационными свойствами ($K_{пр}$ ниже 0,1 мД). Эта осо-

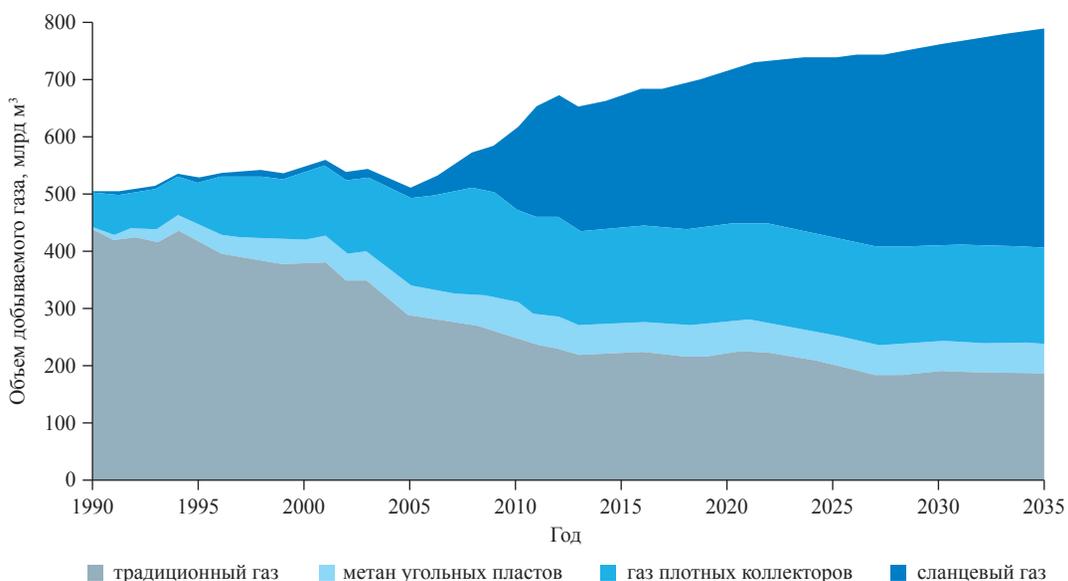


Рис. 2. Фактическое и прогнозируемое изменение структуры добываемого в США природного газа из традиционных и нетрадиционных источников (EIA, 2013)

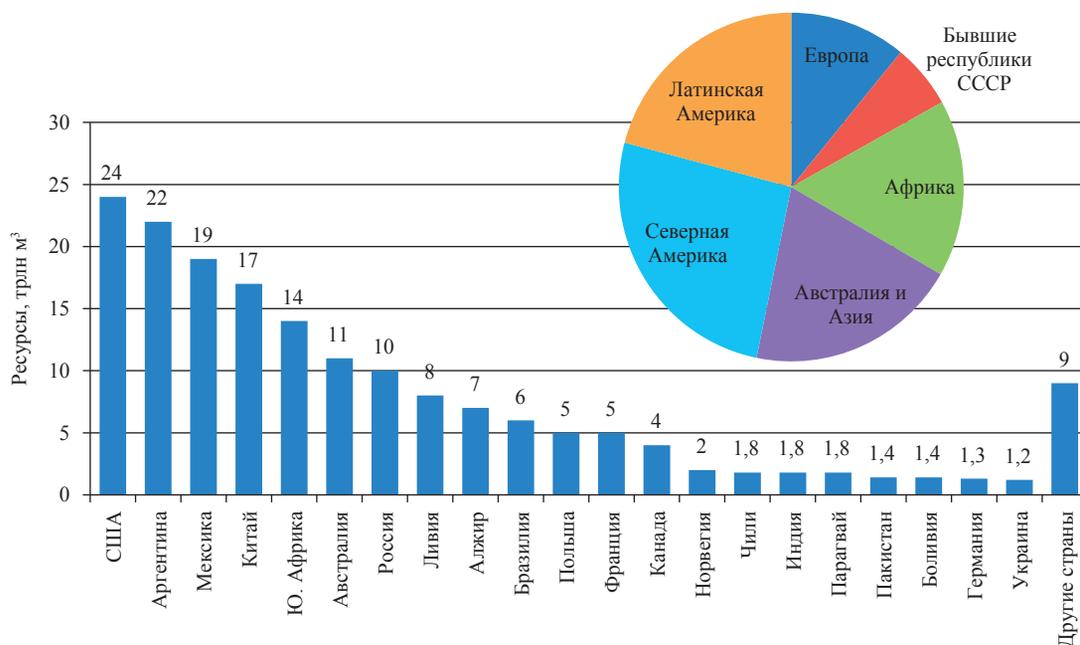


Рис. 3. Распределение технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа по континентам и странам мира (из отчета Геологической службы ФРГ, 2012)

бенность, затрудняющая добычу газа без применения специальных методов интенсификации притока, определяет общие принципы их промышленного освоения и сходство технологий поиска, разведки и разработки [3]. Газонасыщенные поля этой группы нетрадиционных ресурсов отличает от традиционных месторождений значительно бóльшая площадь распространения, отсутствие четких границ между газо- и водонасыщенными зонами, довольно низкая плотность ресурсов/запасов.

Специфические особенности газонасыщенных сланцевых и угольных пластов и толщ плотных коллекторов закладываются на ранних этапах седиментации (состав и соотношение минеральной и органической компонент) и в ходе последующего катагенеза (минералогический состав, структура пустотного пространства, зрелость органического вещества). Детальное изучение этих особенностей является необходимым условием для оценки нетрадиционных ресурсов (или запасов) углеводородов и выбора наиболее эффективной технологии извлечения их из недр.

Кратко рассмотрим основные характеристики плотных коллекторов, угольных и сланцевых пластов.

Минералогический состав типичного газосодержащего сланца, из которого добывают газ в США, представлен в основном зернами

кварца и полевых шпатов, а также (в небольшом количестве) кальцита, доломита, сидерита, пирита и значительно более мелких зерен глинистых минералов. В зависимости от содержания последних, характера напластования (пласты или слойки) типичный газосодержащий сланец может быть отнесен к алевролитам, аргиллитам, глинистым аргиллитам, глинистым или аргиллитистым сланцам.

Содержание органического вещества. Сланцевые газонасыщенные толщи по содержанию органического вещества (от 0,5 до 40 %) занимают промежуточное положение между низкопроницаемыми (до 0,5 %) терригенными и карбонатными коллекторами и угольными толщами (более 40 %) (рис. 4). Так же, как и угольные, сланцевые толщи относятся к потенциально газонефтематеринским (в отличие от толщ плотных коллекторов, собственный генерационный потенциал которых недостаточен для газонасыщения).

Количество органического вещества определяет форму нахождения природного газа в этих толщах и соотношение объемов газа в свободном и/или сорбированном состоянии: газ в сланцевых толщах находится как свободном, так и в сорбированном состоянии, газ в угольных пластах – преимущественно в сорбированном, а в плотных коллекторах – преимущественно в свободном (см. рис. 4).

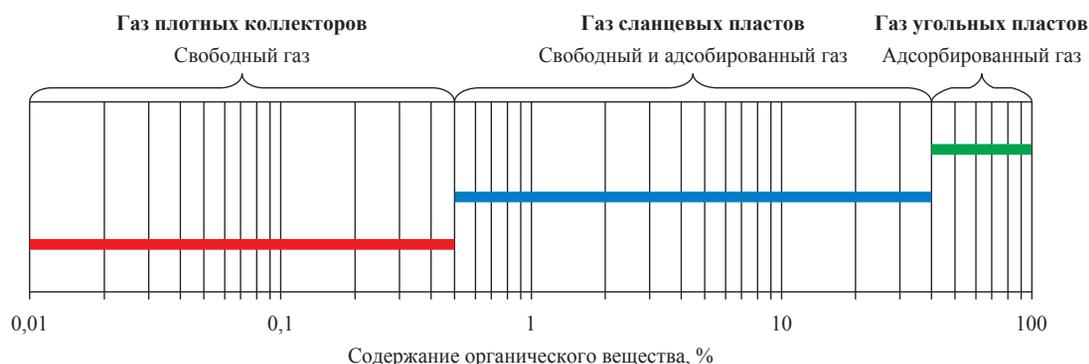


Рис. 4. Формы нахождения природного газа в низкопроницаемых породах с разным содержанием органического вещества (по данным Wintershall, 2010)

Тип органического вещества (гумусовый, сапропелевый, смешанный), помимо других условий, влияет на объем и состав УВ, генерированных сланцевыми и угольными толщами, а также на время генерации. Большинство коммерчески разрабатываемых на газ сланцевых толщ содержат кероген II типа (по Ван-Кревлену), основу которого составляют остатки морских водорослей и привнесенного наземного растительного материала.

Степень термической зрелости органического вещества определяется термобарическими условиями недр и характеризуется коэффициентом отражения витринита (R^o). В сланцах, как и в углях, этот параметр может изменяться в диапазоне 0,1÷4 % и более. Для коммерческой разработки ресурсов газа сланцевых и угольных толщ необходимы значения R^o от 1,2 до 2,1 %. При такой стадии зрелости органического вещества образуются залежи так называемого термогенного сланцевого газа. При более низких (0,5÷1,1 %) значениях R^o образуются биогенные залежи, газ которых генерирован в процессе биогенного метаболизма органических компонентов. Отличительной особенностью биогенных залежей являются более низкие дебиты, более длительный период добычи и очень сухой газ (преимущественно метан).

Для плотных терригенно-карбонатных коллекторов, характеризующихся низким содержанием органического вещества, степень термической зрелости не имеет решающего значения, так как они не являются газонефтематеринскими (см. рис. 4).

Структура пустотного пространства. Пустотное пространство низкопроницаемых коллекторов имеет сложную структуру, которая в упрощенном виде может быть представлена моделью двойной пористости, учитывающей

пористые блоки породы (матрица) и межблоковые трещины. Трещинная проницаемость может в 100 и более раз превышать межзерновую проницаемость блоков матрицы. Существует и более сложная модель, учитывающая кроме вышеперечисленных такой тип пустот, как каверны (модель тройной пористости). В отличие от плотных коллекторов, значительный объем пор в сланцах и углях связан не с минеральной частью, а находится непосредственно в органическом веществе (керогене).

Поскольку диапазон размеров связанных и несвязанных пор газонасыщенных угольных, сланцевых и низкопроницаемых толщ довольно широк, для изучения их объема, структуры порового пространства, содержания органики, эффективной пористости и проницаемости требуются различные методы (рис. 5, 6).

Месторождения и непромышленные залежи горючих сланцев на территории России и бывших республик СССР установлены в отложениях широкого стратиграфического диапазона (от докембрия до неогена) и сосредоточены в восьми сланценосных провинциях (рис. 7, 8). В большинстве случаев горючие сланцы характеризуются глинистым составом, изменяясь от карбонатно- и кремнисто-глинистых (кембрий Восточной Сибири) до чисто глинистых (юра Приволжского бассейна, майкопские отложения Предкавказья).

Прогнозные ресурсы сланцев в России не столь велики, как в США, и составляют 215 млрд т, разведанных запасов на порядок меньше – 35,5 млрд т, доказанных запасов, большая часть которых сосредоточена в Приволжском ФО, – 10,9 млрд т [4]. Для сравнения: в США запасы сланцев в формациях Грин-Ривер, Чаттануга, Юинта, Пайсенс-Крик и других достигают 280 млрд т.

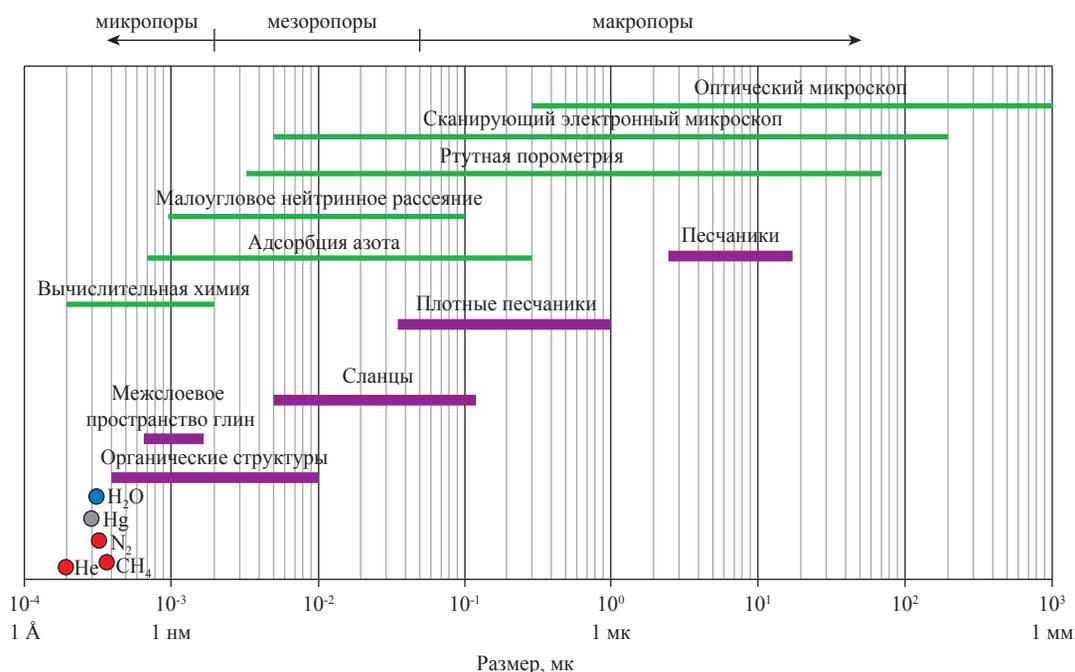


Рис. 5. Сопоставление размеров пор в низкопроницаемых коллекторах, представленных разными породами (песчаник, плотный песчаник, сланцы, глина, уголь), и размера молекул воды, ртути, азота, метана, гелия (по данным Wintershall, 2011)

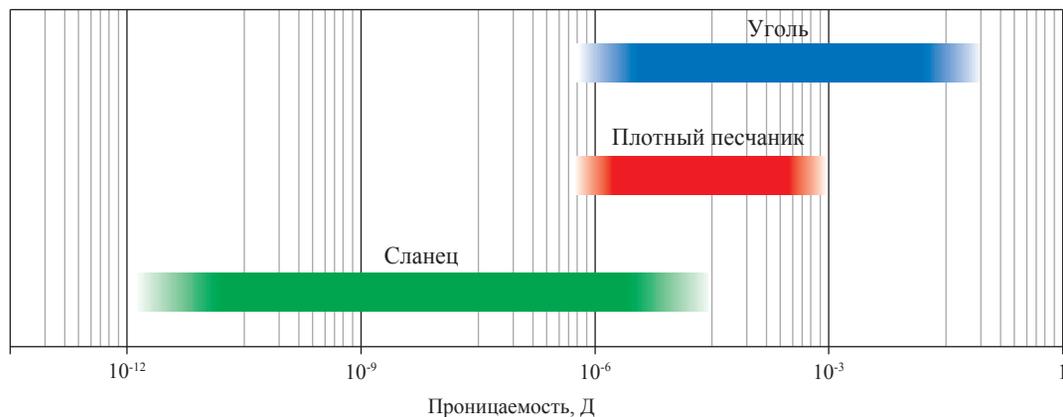


Рис. 6. Диапазоны значений проницаемости низкопроницаемых коллекторов, представленных разными породами (уголь, плотный песчаник, сланец) (по данным Wintershall, 2011)

Использование горючих сланцев в качестве топлива известно давно. Разработка их месторождений для получения газа в России началась в середине XX в. Так, в 1948–1956 гг. для газификации Ленинграда использовался газ, получаемый в заводских условиях (на газоперегонном заводе в г. Сланцы) из горючих сланцев Ленинградского месторождения в Прибалтике. Лишь с переводом в 1956 г. газоснабжения Ленинграда на газ, добываемый из традиционных месторождений, производство сланцевого газа было прекращено.

Добыча сланцевого газа в пластовых условиях (как в США) в России никогда не осуществлялась, и специальных исследований с целью оценки его ресурсов не проводилось.

По экспертной оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», геологические ресурсы сланцевого газа России могут находиться в пределах $6 \div 8$ трлн м^3 , что соответствует примерно 2 % мировых ресурсов ($380 \div 420$ трлн м^3).

Значительная часть сланцевых, в том числе черносланцевых, формаций распространена в восточных регионах России: Оленёкский, Синско-Майский и другие бассейны.

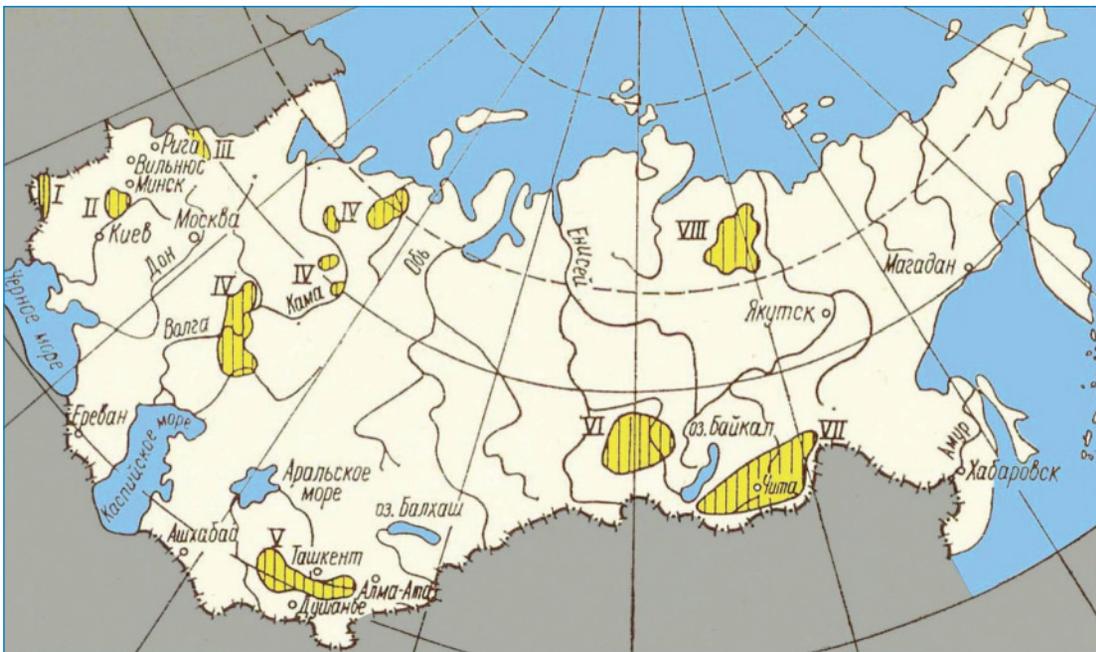


Рис. 7. Сланценозные провинции на территории России и бывших республик СССР [4]:
 I – Карпатская; II – Припятская; III – Прибалтийская; IV – Волжско-Печорская;
 V – Туранская; VI – Прибайкальская; VII – Забайкальская; VIII – Оленёкская

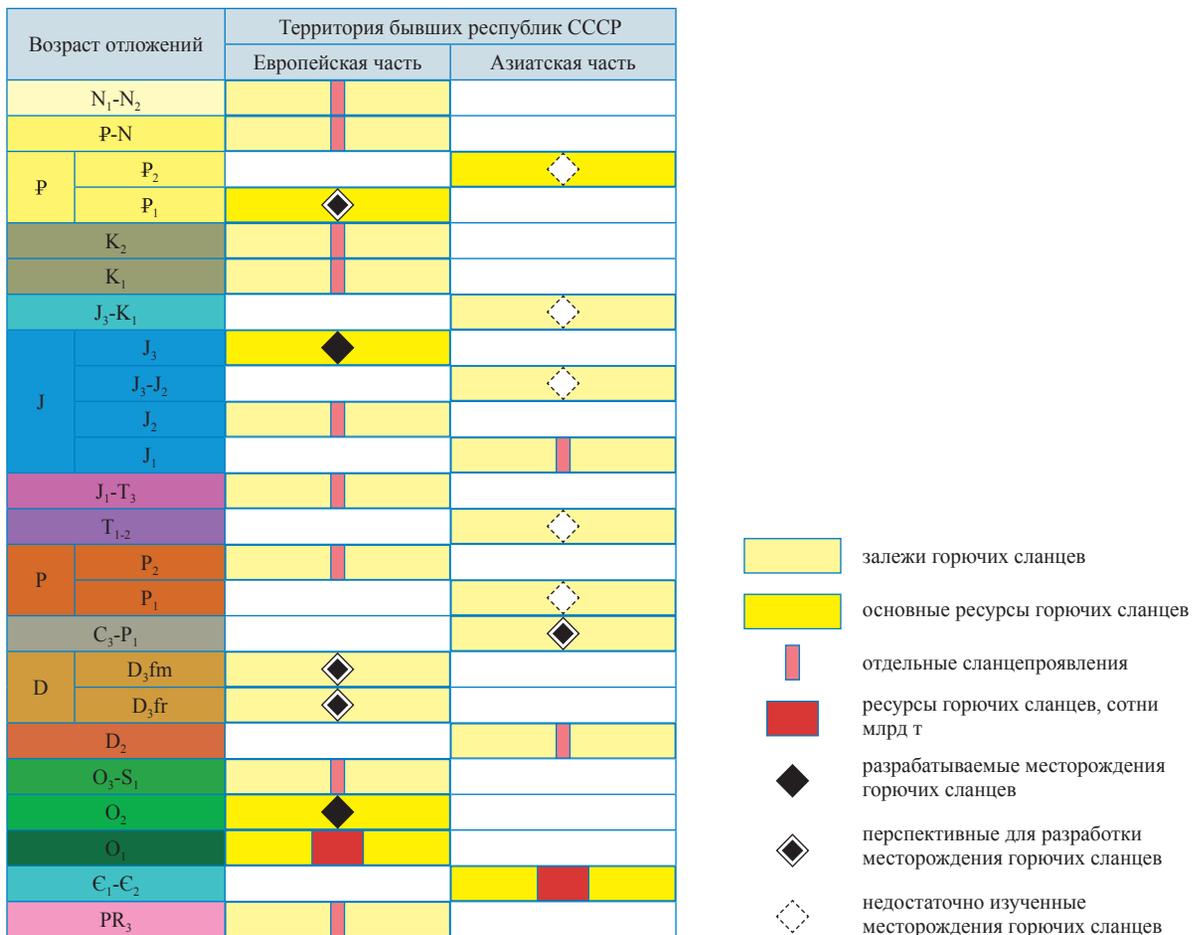


Рис. 8. Стратиграфический диапазон распространения горючих сланцев на территории России и бывших республик СССР [4]

Однако освоение этих ресурсов затруднено рядом факторов:

- слабой геолого-геофизической изученностью сланцевых толщ, не позволяющей достоверно оценить их углеводородный потенциал, что может отразиться на эффективности последующих поисково-разведочных работ. В США изученность сланцевых бассейнов на порядок (или даже два) выше;
- отсутствием отечественных технологий внутрипластовой добычи сланцевого газа. Несмотря на то, что в России имеется опыт применения гидроразрыва пласта низкопроницаемых коллекторов и горизонтального бурения, однако эти технологии были ориентированы на иные объекты;
- отсутствием необходимых законодательно подкрепленных стимулов (как например, раздел 29 «О налоговых льготах» в законодательном акте Конгресса США «О политике в области добычи газа из нетрадиционных источников»);

- низкой буровой обеспеченностью. В США на объекты сланцевого газа ежегодно бурится несколько тысяч скважин. Такой масштаб бурения в ближайшие десятилетия в России маловероятен.

Таким образом, решение о вовлечении в освоение газового потенциала сланцевых толщ в России не является приоритетным. Если оно будет принято, то не столько на основе экономических, сколько социальных критериев и преимущественно в старых нефтегазодобывающих регионах с налаженной инфраструктурой и наличием квалифицированных кадров.

Проведенный специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» анализ показал, что для эффективного планирования внешнеэкономической деятельности Общества наиболее актуальным направлением изучения газов сланцевых толщ является мониторинг тенденций их использования в мире в качестве альтернативы российскому природному газу.

Список литературы

1. Kuuskraa V.A. The Unconventional Gas Resource Base / V.A. Kuuskraa // White Paper. Unconventional Gas Series. – Advanced Resources International Inc., 2007.
2. Rogner H.-H. An Assessment of World Hydrocarbon Resources / H.-H. Rogner // IASA, WP-96–26. – Laxenburg, Austria, 1996.
3. 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. – 2012. – № 676 (спецвыпуск). – С. 43–47.
4. Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых: в 10 т. / под ред. Г.А. Габриэлянца, А.И. Кривцова, В.М. Терентьева. – Т. 10: Геологическое строение и минерагения СССР. – Кн. 2: Закономерности размещения полезных ископаемых СССР. – Л.: Недра, 1989. – 620 с.

УДК 553. 983

Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова

Сланцевая нефть России

Началом современной промышленной разработки сланцевых углеводородов (сначала газа, а затем и нефти) принято считать 2002 г., когда в США началось бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом и закачкой пропантов [1, 2]. Это событие при всей его значимости не должно затмевать того факта, что добыча сланцевых нефти и газа в мире из поверхностных обнажений с помощью вертикальных скважин началась на 200–250 лет раньше.

Первой нефтегазоматеринской сланцевой формацией, признанной в науке, является российская доманиковская свита (семилюкский горизонт франского яруса верхнего девона), о которой еще в 1692 г. сотрудник голландского посольства в России Николаас Витсен писал, что на р. Ухта (Тиманский край, Республика Коми) из воды выделяется нефть, и здесь же находится порода доманик, которая горит наподобие свечи [3]. В 1745 г. Федор Прядуков из доманиковской свиты начал добычу нефти и построил первый в мире небольшой нефтеперегонный завод. В 1855 г. здесь была пробурена первая (на сланцевые углеводороды) скважина глубиной 50 м.

В Северной Америке первая промышленная газовая скважина в черных сланцах девонского возраста была пробурена в 1821 г. во Фредонии, штат Нью-Йорк. В сланцевых плечах Хайнесвилл и Нью-Олбани добыча природного газа с использованием вертикальных скважин ведется более 100 лет, в плее Антрим – около 70 лет, в плее Барнетт – с 1981 г. [2].

Вопрос об объемах добычи сланцевых нефти и газа в СССР и России с помощью вертикальных скважин специально не изучался. Однако следует напомнить, что только из одной сланцевой толщи России – среднеэоценовой кумской свиты в Краснодарском крае – с середины XX в. было добыто более 85 млн т нефти и более 35 млрд м³ газа.

В настоящее время в России в наибольших масштабах сланцевая нефть добывается компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (совместное предприятие концерна «Шелл» и российской нефтяной компании «Эвихон») из баженовской сланцевой формации Западной Сибири. В 2011 г. на трех разрабатываемых месторождениях (Западно-Салымское, Верхне-Салымское, Вадельпское) было добыто 8,4 млн т нефти (по данным компании «Салым Петролеум Девелопмент»). Накопленная добыча нефти на начало 2013 г. (за семь лет разработки) составила около 45 млн т.

В тектоническом отношении Салымское поле сланцев баженовской свиты и вмещающих их пород приурочено к Салымскому куполовидному поднятию с амплитудой до 150 м. Это обстоятельство, менее значимое для сланцев, во многом определяет нефтеносность подстилающих их средне-верхнеюрских и перекрывающих их нижнемеловых неокомских отложений. Всего выявлено, включая баженовские сланцы, 9 нефтяных залежей на глубине от 2200 до 3000 м. Средняя глубина скважин в 2011 г. составила 3036 м со средним углом ствола 47°. Максимальная достигнутая глубина – 3675 м.

По состоянию на 2000 г., т.е. до начала реализации проекта «Салым Петролеум Девелопмент», в скважинах Салымского поля были испытаны 350 объектов, из них в собственно баженовской свите – 9 %, в комбинации с вышележащими породами – 63 %, в комбинации с нижележащими – 20 % [4].

В настоящее время дебиты скважин в пределах Салымского сланцевого поля колеблются в очень широких пределах – 0,1÷1 т/сут (15 %), 1÷5 т/сут (28 %), 5÷10 т/сут (22 %), 10÷100 т/сут (21 %), более 100 т/сут (14 %). Средний дебит скважин – около 30 т/сут.

Ключевые слова:
сланцевая нефть, баженовская свита, Салымское сланцевое поле, доманиковская свита, кумская свита, куонамская свита, малгинская свита, иниканская свита.

Keywords:
shale oil, the Bazhenov formation, Salymskoe shale field, Domanik formation, Kumskaya formation, Kuonamskaya formation, Malginskaya formation, Inikanskaya formation.

Баженовская свита, которая рассматривается в качестве основного источника углеводородов (УВ) для формирования месторождений нефти и газа в меловых отложениях Западной Сибири, на дневной поверхности не обнажается, она вскрыта более 5000 скважин. Нижняя граница распространения битуминозных пород соответствует основанию среднетитонского подъяруса (верхняя юра). Верхний предел их развития в разных частях региона изменяется от среднего берриаса до готерива. По одной из российских оценок [5], прогнозные ресурсы сланцевой нефти баженовской свиты в Западной Сибири составляют около 9,7 млрд т. По данным Энергетического информационного агентства США (июнь 2013 г.), извлекаемые ресурсы сланцевой нефти баженовской свиты Западной Сибири оцениваются в 75 млрд барр. (более 10 млрд т). Для сравнения: извлекаемые ресурсы крупнейшего месторождения сланцевой нефти формации Баккен в США оцениваются в 3,8 млрд т.

При освоении ресурсов сланцевых УВ необходимо обратить внимание на два обстоятельства.

Во-первых, нефть и газ, как правило, извлекаются не только из самих сланцев, но также из соседних пород иного состава (песчаников, известняков и т.п.), залегающих ниже или выше. Например, разработка нефти сланцев Баккен (США и Канада) включает помимо двух горизонтов собственно сланцев Верхнего и Нижнего Баккена толщиной, соответственно, 7,0 и 15,2 м и залегающую между ними толщу Центрального Баккена толщиной 26 м (представленную переслаиванием известняков, алевролитов, песчаников, доломитов), а также залегающие выше них песчаники Санита свиты Три Форкс толщиной 76,2 м. В сланцевом поле Хайнесвилл (США) газ получают не только из самих сланцев толщиной 46÷122 м, но также из залегающих выше песчаников Коттон Велли и ниже известняков Смэкоувер. В сланцевом поле Барнетт помимо добычи газа из черных сланцев толщиной 60÷90 м ведется добыча нефти из залегающей выше терригенной формации Бенд Конгломерит. Аналогичная ситуация наблюдается и в Салымском сланцевом поле.

Во-вторых, применение более совершенных техники и технологий позволяет резко повысить эффективность всех работ и, соответственно, снизить их себестоимость.

Так, использование технологии компании «Шелл» позволило в короткий период освоения Салымского поля сланцев баженовской свиты сократить время бурения одной скважины с 30 до 10 суток (рекордное достижение – 4,5 суток). В ноябре 2011 г. на скважине SVA-6331 Вадельпского участка (месторождения) за один рейс осуществлен непрерывный отбор керна длиной 60,76 м. Несколькими годами ранее для этого требовалось выполнить шесть рейсов.

По возрасту, а также по отношению к глобальной структуре Атлантического и Северного Ледовитого (Арктического) океанов баженовская свита является аналогом сланцевых формаций Вака Муэрта (Vaca Muerta) в Аргентине и Хайнесвилл (Haynesville) в США [2].

Европейская часть России

Наиболее крупные извлекаемые ресурсы ожидаются в северо-восточной и южной частях этой территории, в частности в верхнедевонской доманиковой свите Тимано-Печорской провинции и среднеэоценовой кумской свите Ахтырской зоны Северо-Кавказской провинции [6].

На палеозойском этапе геологического развития северо-востока Европейской части России (Тимано-Печорская плита, Уральское и Пайхой-Новоземельское складчатые сооружения) могут быть намечены следующие семь этапов формирования сланцевых нефтегазоматеринских толщ: верхнекембрийский, среднеордовикский, верхнеордовикский, верхнесилурийский, верхнедевонский, нижнекаменноугольный, верхнекаменноугольный.

Соответствующие этим этапам сланцевые нефтегазоматеринские толщ были впервые выделены и описаны авторами настоящей статьи [2].

Доманиковая свита является одним из наиболее изученных объектов сланцевой нефти. До последнего времени она рассматривалась только в качестве традиционного источника нефти и газа – с трещинными, поровыми и кавернозными коллекторами. В Тимано-Печорской провинции промышленные залежи нефти и газа (традиционного типа) в сланцах доманиковой свиты установлены на 14, а непромышленные притоки известны на еще большем числе месторождений. Накопленная добыча сланцевой нефти из этих месторождений составляет около 1 млн т.

Суммарный нефтегазовый потенциал доманиковой свиты с традиционных позиций оценивается в 140÷150 млн т у.т. [6]. Извлекаемые запасы по отдельным залежам колеблются от 0,1 до 14,0 млн т (в среднем 1÷3 млн т). Максимальные дебиты нефти в скважинах достигали 100÷140 т/сут. Средняя глубина залегания доманиковой сланцевой формации – 3000÷3500 м, для нее характерны аномально высокие пластовые давления.

Если рассматривать доманиковую свиту Тимано-Печорской провинции в качестве источника нетрадиционной сланцевой нефти, то при минимальных значениях подсчетных параметров (площадь – 100 тыс. км², толщина – 10 м, содержание извлекаемой нефти – 1 кг/м³) величина извлекаемых ресурсов может составить около 1 млрд т.

Кумская свита среднеэоценового возраста наиболее перспективна в отношении сланцевой нефти в Ахтырской зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба (Северный Кавказ) [7–9]. Ахтырская зона, распространенная между меридианами городов Анапа и Белореченск (длиной около 250 км и шириной около 15 км), состоит из двух отрезков северо-западного простирания и широтного отрезка между ними (рис. 1). Открытие нефтеносности кумской свиты состоялось в 1965 г. на Левкинской площади скв. 785, которая фонтанировала нефтью (дебит – до 3500 т/сут). Всего в Ахтырской зоне было открыто около 60 традиционных месторождений нефти и газа, накопленная добыча УВ за полвека разработки составила примерно 85 млн т нефти и 35 млрд м³ газа, остаточные запасы (по имеющимся оценкам традиционных нефти и газа) – около 50 млн т у.т.

В центральном участке Ахтырской зоны кумская сланцевая свита приобретает ряд особенностей, которые отсутствуют в других районах Северного Кавказа: увеличение мощности (на порядок), преобладание тонкого флишеидного переслаивания (аргиллитов, алевролитов, песчаников, мергелей), увеличение содержания органического углерода (до 6÷8 %) и катагенетическое преобразование при температуре 120÷170 °С. Эти особенности хорошо выражены на Левкинском месторождении.

На рис. 2, 3 приведены структурная карта кровли кумской сланцевой формации и субмеридиональный геологический разрез Левкинского нефтяного месторождения, которые отража-

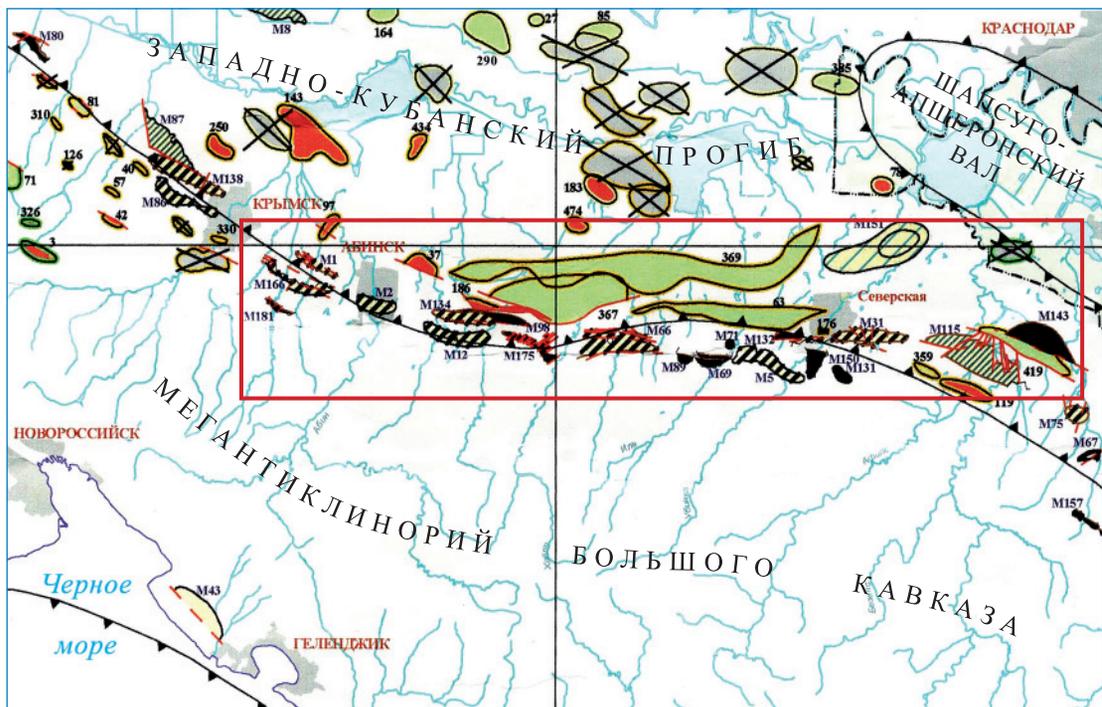
ют надвиг орогенно-складчатых структур Кавказа на южный борт Западно-Кубанского прогиба. Показано, что в южном направлении кумская сланцевая формация уходит под аллохтонную пластину надвига, а в северном (в пределах Западно-Кубанского прогиба) погружается на глубину 6÷7 км и более. Фронтальная часть надвига на южном борту Западно-Кубанского прогиба образует вертикальный уступ в 2,5÷3,0 км. Амплитуда горизонтального перемещения Ахтырского надвига составляет не менее 6÷7 км, что предполагает широкое распространение под надвигом нефтенасыщенной кумской сланцевой формации, находящейся в условиях высоких давлений и температур. Наиболее полный разрез кумской сланцевой формации (698 м) вскрыт скв. 250-Левкинская (забой 6755 м) в интервале разреза 4222÷4920 м (сверху вниз):

- 4222÷4340 м – аргиллиты темно-серые, иногда с буроватым оттенком, с редкими слоями мергелей толщиной до 20 см;
- 4340÷4505 м – чередование слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Аргиллиты черные, слоистые. Толщина слоев песчаников и алевролитов – до 10 см, редко – до 0,5 м, в отдельных случаях – до 1,5÷5,0 м;
- 4505÷4642 м – аналогичное чередование слоев алевролитов и аргиллитов;
- 4642÷4705 м – аргиллиты;
- 4705÷4920 м – чередование слоев глинистых мергелей и аргиллитов с редкими прослоями алевролитов в нижней части.

Скважина 80-Левкинская (глубина – 5815 м) обнаружила в зоне трещиноватых пород кумской свиты нефтяную залежь (дебит нефти – до 95 т/сут).

В основании разреза кумской сланцевой свиты скв. 250-Левкинская отмечается стратиграфическое несогласие. Из разреза выпадает керестинская свита, сокращена мощность подстилающей хадзыженской свиты.

По имеющимся геологическим данным, формирование кумских отложений происходило в восстановительной и резко восстановительной среде в небольшом изолированном от океана бассейне в условиях его некомпенсированного прогибания. Снижение сноса обломочного материала в кумское время способствовало накоплению в тонкозернистых илах большого количества органического вещества сапропелевого типа, что подтверждается геохимическими исследованиями [10].



 предполагаемая площадь распространения среднеэоценовых сланцевых УВ

 границы тектонических элементов

Структуры

 перспективные, подготовленные к бурению и разведанные

 неразведанные

 выведенные из бурения и выработанные месторождения

Месторождения

 газовые

 газоконденсатные

 нефтегазоконденсатные

 газонефтяные

 нефтяные

3 – Аманатская
27 – Вербовая
37 – Восточно-Абинская
40 – Восточно-Арнаутская
42 – Восточно-Бедняцкая
57 – Восточно-Даманская
63 – Восточно-Ильская
71 – Восточно-Красногорская
78 – Восточно-Львовская
81 – Восточно-Медовская
85 – Восточно-Мингрельская
97 – Восточно-Украинская
119 – Григорьевская
126 – Даманская
143 – Западно-Варавенская
164 – Западно-Мингрельская
176 – Западно-Северская
183 – Западно-Федоровская
186 – Западно-Холмская
250 – Мелиховская
290 – Оболонская
310 – Псифская
326 – Северо-Аманатская
330 – Северо-Баканская
359 – Северо-Смоленская
367 – Северо-Холмская
369 – Северо-Черноморская
385 – Стефановская
419 – Шебшская
434 – Южно-Варавенская
474 – Южно-Федоровская

M-1 – Абино-Украинское
M-2 – Абинское
M-5 – Азовское
M-8 – Анастасиевско-Троицкое
M-12 – Ахтырско-Бугундырское
M-31 – Восточно-Северское
M-43 – Дообское
M-66 – Зыбза-Глубокий Яр
M-67 – Илич
M-69 – Ильская Долина
M-71 – Ильское Новое
M-75 – Калужское
M-80 – Кеслеровское
M-86 – Крымское
M-87 – Кудако-Киевское
M-89 – Кулинско-Южно-Карское
M-98 – Левкинское
M-115 – Новодмитриевское
M-131 – Свободненское
M-132 – Северо-Азовское
M-134 – Северо-Ахтырское
M-138 – Северо-Крымское
M-143 – Северо-Новодмитриевское
M-150 – Северское Южное
M-151 – Северско-Западно-Афипское
M-157 – Старокалужское
M-166 – Украинское
M-175 – Холмское
M-181 – Шепталское

Рис. 1. Ахтырское поле сланцевых углеводородов среднеэоценовой кумской свиты (на основе карты месторождений и перспективных структур Краснодарского края и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей, 2009)

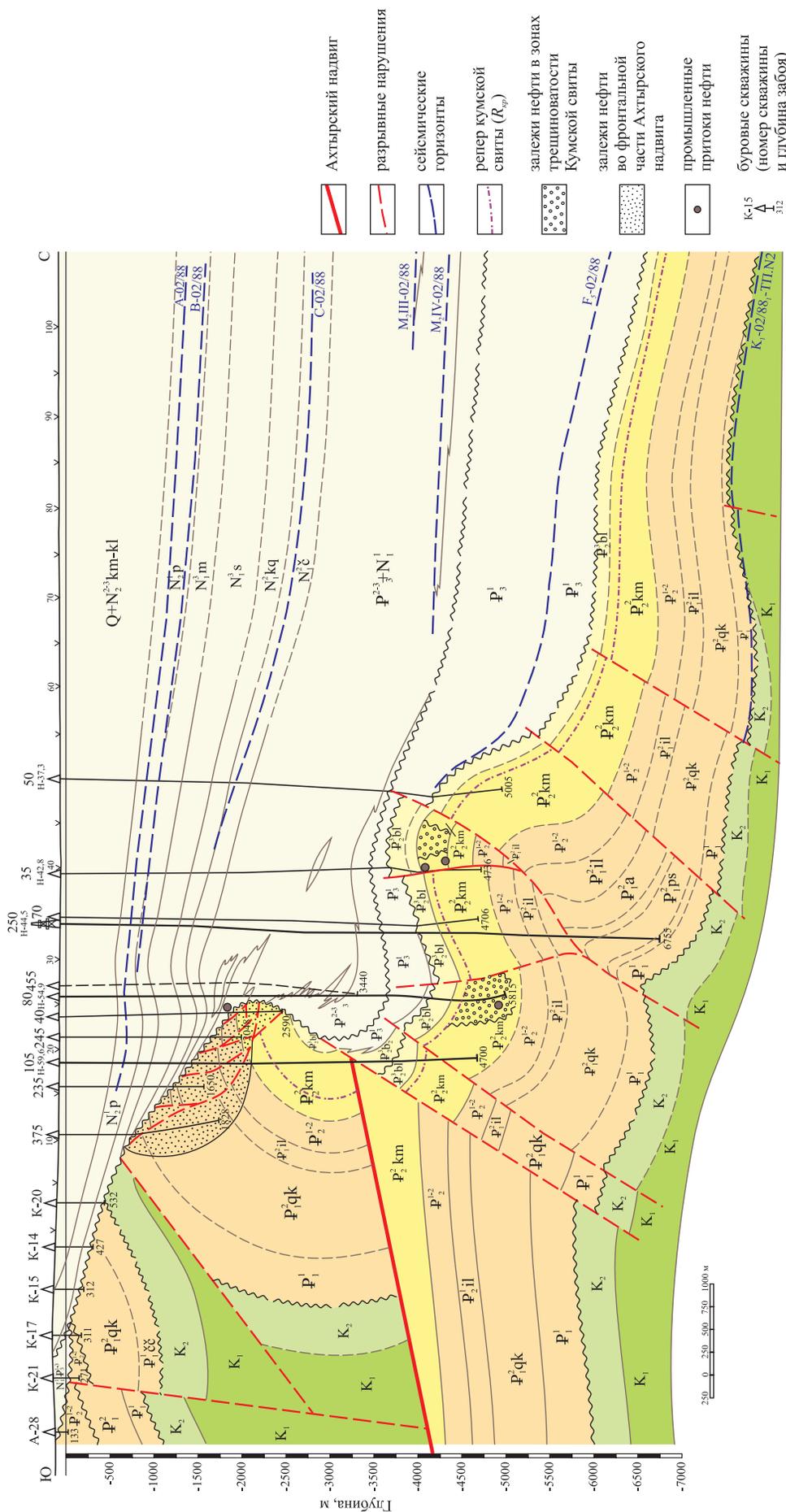


Рис. 3. Геологический разрез по линии I-I через Левкинское нефтяное месторождение (Краснодарский край)

Кумская свита, характеризующаяся в ее тонкослоистой терригенной части высоким содержанием катагенетически преобразованного органического углерода, согласно терминологии североамериканских геологов, является типичной сланцевой формацией с нетрадиционными залежами сланцевой нефти. В зонах высокой трещиноватости формируются месторождения нефти традиционного типа.

По данным геохимических исследований пород кумской свиты, содержание органического углерода в аргиллитах колеблется от 0,36 до 8,07 %, в алевrolитах – от 0,52 до 2,03 % (при средних значениях 2,1 %).

В разрезе скв. 250-Левкинская Левкинского месторождения нефтенасыщение приурочено к тонкослоистой толще (интервал – 4340÷4642 м, мощность – 302 м) из чередующихся аргиллитов, алевrolитов и песчаников, содержащей до 45 пластов толщиной от 0,3 до 5,0 м (19 % общей мощности). Тип коллектора традиционных массивных нефтяных залежей трещинный и порово-трещинный. Начальные запасы традиционной нефти (1,4 млн т) к настоящему времени в основном выработаны (1,1 млн т).

Оценка извлекаемых ресурсов сланцевой нефти кумской свиты центрального (широтного) участка Ахтырской зоны была выполнена двумя независимыми методами с использованием:

- геохимических данных о наличии на глубине 5000 м нефти в количестве 5÷9 кг/м³ (минимальная величина извлекаемой нефти на 1 м³ породы составляет 1,0 кг) [10];
- объема трещиноватой зоны наиболее крупной залежи Левкинского месторождения (3500 × 700 × 265 м) и ее запасов, подтвержденных фактической добычей (1,1 млн т) (минимальная величина извлекаемой нефти на 1 м³ породы составляет 1,5 кг) [7–9].

Полученные этими методами величины извлекаемых ресурсов нефти равны соответственно 169 и 253 млн т. Для кумской свиты Ахтырской зоны южного борта Западно-Кубанского прогиба извлекаемые ресурсы сланцевых УВ в целом могут составить до 500 млн т в нефтяном эквиваленте. Сравнение этой величины нетрадиционных УВ с накопленной добычей традиционных нефти и газа в 120 млн т у.т. является очень красноречивым. Извлекаемые ресурсы сланцевых УВ, остающиеся в недрах, как минимум в 2÷3 раза превышают накопленную добычу.

Рифейские сланцевые толщи (горизонты) распространены в авлакогенах Восточно-Европейской платформы, а также в Предуральском краевом прогибе. Наибольший практический интерес представляют сланцы Среднерусского авлакогена на севере Ярославской области. Здесь (в районе г. Данилов) бурением установлено нефтепроявление в ледниковых отложениях нижнего венда на глубине около 3000 м, единственным возможным объяснением которого является вертикальная миграция нефти из залегающей ниже (глубина – 4500÷4700 м) сланцевой нефтематеринской толщи (рис. 4, 5) [2]. По мнению авторов статьи, величина извлекаемых ресурсов рифейской сланцевой нефти Ярославской области в объеме 25 млн т является спекулятивной.

В настоящее время нет полной оценки извлекаемых ресурсов многочисленных сланцевых нефтематеринских толщ Европейской части России (включая Урал и Кавказ). Вероятно, не будет большой ошибкой оценить общие извлекаемые ресурсы сланцевой нефти этого региона в 5 млрд т. Такой ресурсный потенциал, рассредоточенный по многочисленным сланцевым плеям, не способен оказать решающего влияния на долговременные перспективы развития нефтяной индустрии России.

Западная Сибирь

В связи с глубоким (6,5 км) параметрическим бурением на п-ове Гыдан авторами статьи рассмотрены нефтегазоматеринские сланцевые толщи Севера Западной Сибири. В слабоизученном глубокопогруженном палеозойском осадочном комплексе предполагается наличие таких же сланцевых толщ, как и в Тимано-Печорской провинции.

В мезозойской части разреза намечается 12 потенциально нефтегазоносных сланцевых толщ. Наиболее молодая из них представлена темно-серыми и черными алевrolитовыми аргиллитами толщиной 7 м, залегающими в кровле туронского яруса и соответствующими пику позднеуронской трансгрессии.

Наиболее характерной является кузнецовская сланцевая формация (нижний турон), сложенная черными аргиллитами и битуминозными сланцами толщиной около 20 м, изученными в обнажениях устья р. Енисей. Считается, что эта толща, залегающая на глубине 700÷900 м в центральной части п-ова Гыдан, отражает глобальное бескислородное событие [11].

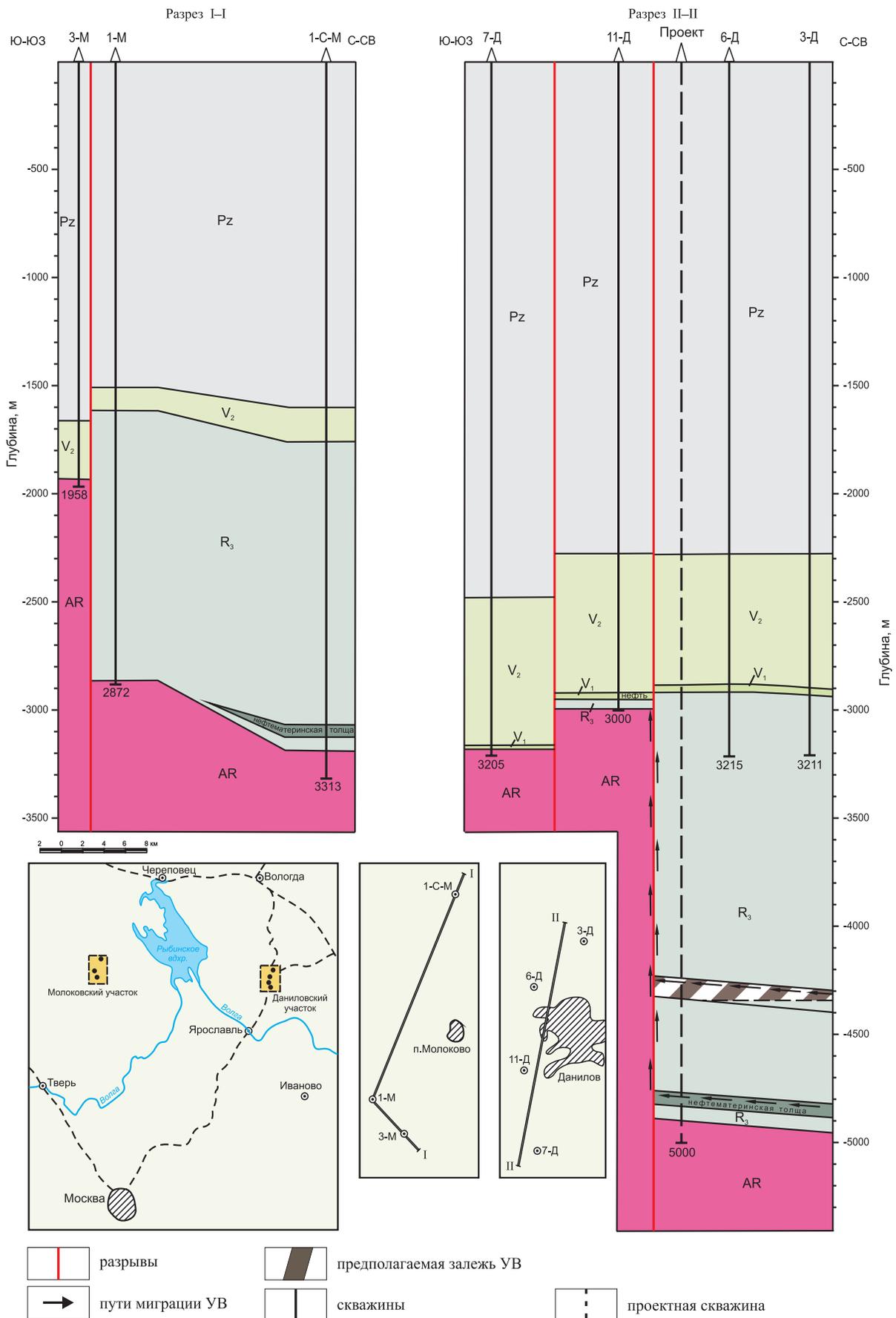


Рис. 4. Геологический разрез южного борта Среднерусского авлакогена: I-I – Молоковский участок; II-II – Даниловский участок

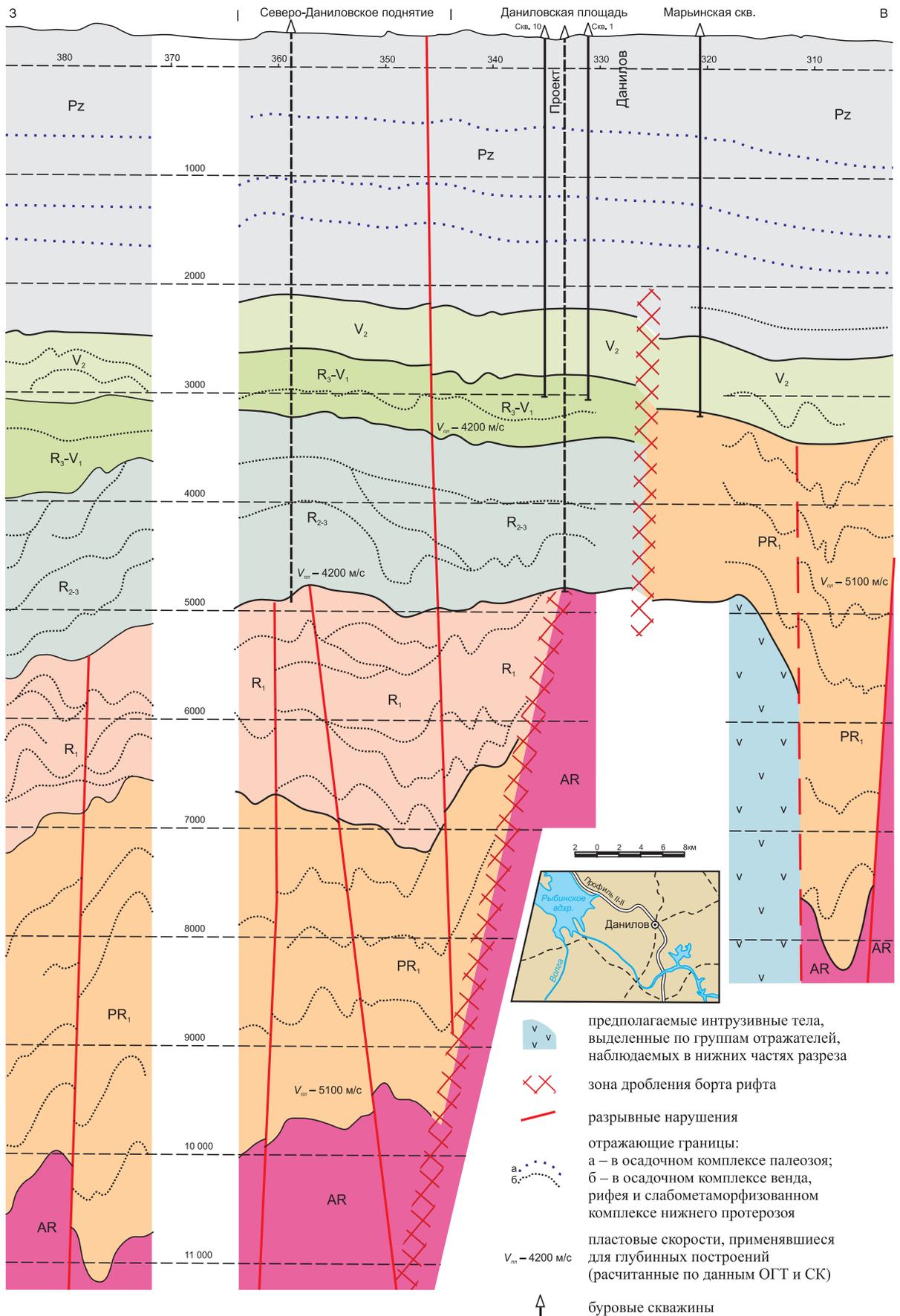


Рис. 5. Фрагмент сейсмогеологического разреза по профилю II-II

К нефтегазоматеринским, возможно, следует отнести и существенно аргиллитовую нейтинскую пачку средней части разреза тапочинской свиты баррем-аптского возраста, а также аргиллиты арктической толщи в прикровельной части сортымской свиты (готерив – баррем). Нефтегазоматеринской является верхнеберриасская сланцевая формация микрослоистых и слабобитуминозных аргиллитов (подачимовская толща) и, конечно же, верхнетитонско-среднеберриасская баженновская свита.

В разрезе средней юры к нефтегазоносным сланцевым толщам относятся аргиллиты леонтьевской и лайдинской (радомская пачка) свит.

В разрезе нижнего отдела юрской системы к нефтегазоматеринским сланцевым толщам могут быть отнесены слабобитуминозные аргиллиты с прослоями алевролитов в верхней части котухтинской свиты (аналог тогурской пачки более южных районов), а также глинистые сланцы левинской свиты.

В разрезе триасовой системы нефтегазоматеринские сланцевые толщи, представленные тонкослоистыми аргиллитами, известны в верхней и нижней частях пурской свиты. В разрезе сверхглубокой скв. 7-Ен-Яхинская они встречены, соответственно, в интервалах 6056÷6159 и 6394÷6504 м.

Таким образом, в мезозойской части разреза на севере Западной Сибири намечается 12 нефтегазоматеринских сланцевых толщ, требующих детального изучения. Оценка общего объема извлекаемых ресурсов сланцевой нефти палеозойских и мезозойских комплексов Западной Сибири в 15 млрд т (в том числе баженновской свиты – в 10 млрд т) в настоящее время носит спекулятивный характер.

Восточная Сибирь

Очень большие перспективы в отношении сланцевой нефти имеют верхнепротерозойские и палеозойские нефтегазоматеринские толщи древней Сибирской платформы, а также ее северного и юго-западного (западнее оз. Байкал) обрамления.

Общеизвестным примером является **куонамская битуминозно-сланцевая толща** нижнего и среднего кембрия с аномально высоким содержанием органического вещества, которая распространена на площади более 700 тыс. км². В обнажениях Оленёкского свода эта толща мощностью 50÷70 м залегает между

пачками известняков. Текстура пород горизонтальная тонкослоистая, толщина прослоев – от долей миллиметра до 5÷8 мм.

На восточном побережье оз. Таймыр в средней части разреза **турузовской свиты** находится толща из пяти горизонтов общей мощностью около 160 м, представленная чередованием пластов аргиллитов и кремнистых пород (спонголитов): нижний аргиллитовый (70 м), нижний спонголитовый (20 м), средний аргиллитовый (15 м), верхний спонголитовый (25 м), верхний аргиллитовый (20 м). Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах – 0,73÷1,95 %, в спонголитах – 0,23÷0,28 % [12].

В Минусинском прогибе в основании нижнекаменноугольного разреза выделяется **быстрянская свита** из пяти подсвит. Тонкослоистые глинисто-карбонатные отложения третьей подсвиты мощностью 26 м, обогащенные органическим веществом, известны как изыкчульский рыбный горизонт [13].

Требуют безотлагательного изучения ресурсы сланцевой нефти и газа в Предбайкало-Патомском краевом прогибе длиной 1200 км. В этой структуре нефтематеринской является качергатская свита рифейского возраста (и ее аналоги), сложенная черными аргиллитами мощностью до 50 м и содержанием $C_{орг}$ до 4 % [5]. Газоматеринским является нижевендский паршинский сланцевый горизонт мощностью около 40 м, изученный в параметрических скважинах 279- и 367-Чайкинской. Извлекаемые ресурсы сланцевой нефти качергатской свиты (оцененные по той же методике, что и ресурсы кумской свиты Западно-Кубанского прогиба) составляют 3,0÷7,5 млрд т, извлекаемые ресурсы сланцевого газа паршинского горизонта – более 5 трлн м³.

Приведенные цифры могут служить ориентиром для возможной оценки извлекаемых ресурсов сланцевой нефти огромных территорий распространения граптолитовых образований силурийского возраста на северо-западе Сибирской платформы [5], ряда протерозойских и фанерозойских сланцевых толщ Присаяно-Енисейской впадины, Тунгусской синеклизы, Енисей-Хатангского прогиба, п-ова Таймыр.

Общегеологическая ситуация Восточной Сибири позволяет авторам сделать предположение, что извлекаемые ресурсы сланцевой нефти этого региона достигают 30 млрд т, что вдвое превышает соответствующие ресурсы Западной Сибири.

В исторической перспективе ресурсы сланцевой нефти Восточно-Сибирской платформы могут стать основой нефтяной индустрии России.

Забайкалье, Северо-Восток и Дальний Восток России

В пределах восточных регионов России наличие сланцевых нефте- и газоматеринских толщ установлено в Верхояно-Колымской области, Забайкальском крае, на Сахалине, Западной Камчатке, Чукотке и в ряде других. В большинстве случаев сообщения об их возможном присутствии носят самый общий характер: например, на Чукотке, на границе Корякского нагорья и Хатырской впадины, в бассейне р. Ваамочка выявлены верхнемеловые кампанские вулканогенно-кремнистые образования общей мощностью до 2600 м, включающие мощные горизонты черных рассланцованных аргиллитов [14]. Как правило, данные о содержании $C_{орг}$ и характере катагенетического преобразования органического вещества отсутствуют.

Особый интерес в практическом плане представляют Нелькано-Сетте-Дабанский сланцевый бассейн, расположенный между Сибирской платформой и Охотским террейном (срединным массивом), а также сложнопостроенный нижнекаменноугольный сланцевый бассейн в Забайкальском крае. Первый – с извлекаемыми ресурсами сланцевой нефти более 3 млрд т – достаточно детально описан в работе [15].

Забайкальский сланцевый бассейн нижнекаменноугольного возраста имеет субмеридио-

нальное простирание (длина – 100 км, ширина – 30÷40 км, толщина осадочного сланцевого выполнения – около 3000 м). Он является крайним прогибом Газимуро-Аргунского микроконтинента и соседствует с Агинско-Борщовочной палеозойской шовной зоной взаимодействующих литосферных плит (Сибирская и Китайская платформы). Следует отметить поразительное сходство Забайкальского бассейна с Боулен-Ходдерским бассейном (северо-западная Англия), извлекаемые ресурсы сланцевых нефти и газа которого в настоящее время оцениваются многими миллиардами тонн условного топлива [14].

Принимая Нелькано-Сетте-Дабанский и Забайкальский (а также Северо-Аляскинский) сланцевые бассейны в качестве ориентиров, общие извлекаемые ресурсы сланцевой нефти России в пределах Забайкалья, Северо-Востока и Дальнего Востока могут составить порядка 10 млрд т [16].

Учитывая, что изученность сланцевой нефти России находится на исключительно низком уровне, авторы были вынуждены использовать для оценки качественный общегеологический подход, результатом которого стали следующие величины извлекаемых ресурсов:

- Европейская часть – 5 млрд т;
- Западная Сибирь – 15 млрд т;
- Восточная Сибирь – 30 млрд т;
- Забайкалье, Северо-Восток и Дальний

Восток – 10 млрд т.

Суммируя эти значения, получаем первую для России оценку извлекаемых ресурсов сланцевой нефти – 60 млрд т.

Список литературы

1. Высоцкий В.И. Ресурсы сланцевого газа и прогноз их освоения / В.И. Высоцкий // ИнфоТЭК-2011. – № 1. – С. 51–55.
2. Цветков Л.Д. Сланцевые углеводороды: библиогр. обзор / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова. – Ярославль: НПЦ «Недра», 2012.
3. Witsen N.C. Noord en Oost Tartarye / N.C. Witsen. – Amsterdam, 1692, 1705 (2 ed.), 1785 (3 ed.).
4. Limberger Yu.A. SW Siberia's Jurassic, Bazhenov may contain much larger oil reserves / Yu.A. Limberger, A.B. Grinshpun, A.S. Lavrik et. al // Oil & Gas Journal. – 2000, May 22. – P. 38–44.
5. Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России / А.М. Жарков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 3. – С. 16–21.

6. Вагин А.В. Оценка перспектив нефтегазонасыщенности доманиковых отложений верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции / А.В. Вагин // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 173–177.
7. Заграбянц М.Г. Анализ и обобщение материалов параметрической скважины 250-Левкинской / М.Г. Заграбянц, А.С. Николаевский, В.В. Шевчук и др. – Краснодар: Краснодарнефтегаз, 1990.
8. Баринов А.Ф. Обобщение результатов поискового бурения по Ново-Дмитриевской площади Краснодарского края: отчет / А.Ф. Баринов, З.И. Матюхина, Т.А. Алешина и др. – Краснодар: Кубаньгазпром (Краснодарское УБР), 1976.
9. Матвиенко В.Н. Гидрогеология и геохимия РОВ перспективных комплексов Восточно-Кубанской впадины, Западно-Кубанского прогиба и Таманского полуострова: отчет о науч.-иссл. работе / В.Н. Матвиенко, С.А. Федотова, В.Г. Ермолаев и др. – Краснодар: Союзбурнефть – ВНИПИтермнефть, 1985.
10. Корчагина Ю.И. Катагенез органического вещества нефтематеринских пород / Ю.И. Корчагина // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. – М.: Наука, 1973. – С. 162–168.
11. Захаров В. А. Свидетельства эвстатики Мирового океана в верхнем мелу на севере Сибири / В.А. Захаров, А.Л. Бейзель, Н.К. Лебедева и др. // Геология и геофизика. – 1991. – № 8. – С. 8–14.
12. Дивина Т.А. Верхнепалеозойские биоморфные силициты горного Таймыра / Т.А. Дивина, К.И. Микуленко, А.А. Салихов // Геология и геофизика. – 1992. – № 11. – С.45–51.
13. Зорин В.Т. Стратиграфия нижнекаменноугольных отложений северной части Минусинского прогиба / В.Т. Зорин, Л.Н. Петерсон // Геология и геофизика. – 1989. – № 8. – С. 10–17.
14. Российская Федерация. Государственная геологическая карта Российской Федерации: лист Р-60 (мыс Наварин). – СПб.: ВСЕГЕИ, 2001.
15. Цветков Л.Д. Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16). – С. 105–114.
16. The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation // British Geological Survey, Department of Energy & Climate Change. – 2013. – P. 56.

УДК 622.279.5(470.46)

В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова, Л.А. Калякина

Виброгеодинамическая цикличность пластовых температур в простаивающих скважинах

Известно, что под воздействием на земную кору сил циклического виброгеодинамического генезиса происходит чередование во времени сжатий и разуплотнений геосреды, в том числе заключенных в ней флюидонасыщенных коллекторов на нефтегазовых месторождениях [1–8]. Эти процессы обуславливают циклический характер динамики параметров разработки месторождений углеводородов. Так, на примере простаивающих скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ) авторами настоящей статьи была показана цикличность изменения пластовых давлений и степени обводнения продукции скважин [9–11].

Геодинамическая активность Каспийского региона отмечается и в других публикациях, посвященных особенностям Астраханского ГКМ. Продолжение исследований по изучению динамики других параметров разработки этого месторождения имеет практическое значение для ее совершенствования, в том числе для построения адекватной геологической модели залежи и прогнозирования показателей разработки. Например, как было показано в работе [9], только на основе блоковой геологической модели залежи возможно прогнозировать параметры обводнения продукции скважин. Было установлено также, что по характеру изменения пластовых давлений и степени обводнения продукции скважин можно определять положение разрывных (безамплитудных) нарушений, трудно выявляемых стандартными методами [11]. Данные о цикличности изменения дополнительных параметров разработки позволят повысить точность таких определений. Отметим также, что циклические процессы хорошо прогнозируются при наличии соответствующей информации на каком-либо отрезке времени.

Цикличность изменения пластовых температур подтверждается данными, полученными при исследовании скважин KUN-1 (о. Кунашир) и Кольской сверхглубокой [12, 13]. В работе [13] утверждается, что «установлены короткопериодные вариации (0,75–1,75 сут), их корреляция с лунно-солнечными приливами».

В указанных работах описаны результаты кратковременных наблюдений: в 2002 г. – 150 сут; в 2003 г. – 90 сут [13]; в 2007–2008 гг. – не более 9 мес. [12]. По этой причине цикличность с большим периодом изменения пластовых температур не была установлена (для сравнения: на Астраханском ГКМ наблюдения велись продолжительное время, поэтому была установлена цикличность с периодами 3÷5 и 18 лет [9–11]).

В связи с сокращением добычи газа на Астраханском ГКМ с 1989 г. появилась возможность наблюдать за динамикой пластовых температур по большому количеству скважин, простаивающих длительное время. Для анализа были использованы данные по семи таким скважинам с периодом измерения температур не менее трех лет (период малой цикличности) и с количеством измерений температур не менее пяти. Сведения об измерении пластовых температур по выбранным скважинам приведены в табл. 1.

Проведенный анализ свидетельствует о циклическом изменении во времени значений пластовых температур. Колебания температур оказались менее выраженными, чем колебания пластовых давлений [11], а следовательно, может происходить некоторое искажение динамики температур от погрешности измерений. Для компенсации указанной погрешности осредненная зависимость изменения температур строилась не по отдельным скважинам, а по группам: 1 – скв. 1–3; 2 – скв. 4 (выделена в отдельную группу, так как является пьезометрической); 3 – скв. 5, 16, 17.

Ключевые слова:

виброгеодинамическая цикличность, пластовая температура, сжатие и разуплотнение геосреды, амплитуда колебаний.

Keywords:

vibrogeodynamic cyclicity, formation temperature, compression and decompression geomedium, oscillation amplitude.

Таблица 1

Пластовые температуры в простаивающих скважинах

Показатель	Группа 1			Группа 2	Группа 3			Среднее значение
	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 16	скв. 17	
Период измерения, годы	19,16	21,94	13,71	16,58	9,82	22,52	14,46	16,88
Количество циклов	4,5			3	4,5			4,28
Количество измерений	19	18	14	14	12	17	13	15,28
Плотность измерений, количество измерений в год	0,992	0,82	1,021	0,844	1,222	0,755	0,899	0,905

№ скв. здесь и далее по тексту условные.

Скв. 1–5 соответствуют скв. 1–5 в работе [11].

Скв. 4 – пьезометрическая скважина.

При построении указанных зависимостей по скв. 1, 3, 5, 17 использовались приведенные значения температур: на измеренные значения температур вводилась поправка, постоянная для каждой скважины, чтобы среднearифметическое значение (t_{cp}) этих температур по скважинам одной группы было одинаковым (рис. 1). Значения измеренных температур по скв. 2, 4, 16 и приведенных по скв. 1, 3, 5, 17 представлены в табл. 2. Введение постоянной поправки на значения температуры не искажает характер ее динамики.

Зависимости температур от времени и их средние тренды по группам скважин, представленные на рис. 1, показывают, что в скв. 1, 2 и 3 за период 1990–2010 гг. прошло 4,5 цикла изменения пластовых температур, в скв. 4 за период 1994–2010 гг. – 3 цикла, в скв. 5, 16, 17 за период 1998–2010 гг. – 4,5 цикла.

Среднерасчетные периоды циклического изменения пластовых температур, временной диапазон этих изменений, амплитуды и привязка по времени экстремальных значений температур по рассматриваемым скважинам приведены в табл. 3.

В ходе анализа данных табл. 3 и рис. 1 выявлены следующие особенности.

В среднем период цикла изменения пластовых температур простаивающих скважин составил 4,21 года (в том числе по 1-й группе – 4,20; по 2-й – 4,23 и по 3-й – 4,22), что практически совпало с известным периодом цикла сейсмических событий ≈ 4 года. Расчетные периоды увеличились с 4,16 года в 1990–1995 гг. до 4,46 года в 2001–2006 гг. и затем снизились до 4,28 года в 2005–2010 гг., что практически совпало с соответствующими данными по пластовым давлениям [11]. Эти колебания кроме возможных естественных причин могут быть обусловлены тем, что измерения температур проводились произвольно, не целенаправлен-

но для установления их экстремальных (максимальных и минимальных) значений, а также погрешностью измерений. Однако, как было показано в работе [11], с 2000 г. измерения давлений проводились приборами очень высокой точности, но диапазон изменения периодов при этом не сократился.

Амплитуды колебаний значений пластовых температур относительно их среднего тренда составили в среднем $\pm 1,95$ °С (в том числе по 1-й группе – $\pm 2,04$; по 2-й – $\pm 1,93$; по 3-й – $\pm 1,87$ °С).

Анализ распределения экстремальных (максимальных и минимальных) значений температур во времени показал, что семь рассматриваемых скважин делятся на две группы: к первой группе относятся скв. 1–4, ко второй – скв. 5, 16 и 17. Циклическое изменение температур в этих группах находится в противофазе, т.е. когда в одной группе наблюдаются максимальные температуры, в другой они минимальные.

Есть предположение [11], что указанные группы скважин располагаются в разных (соседних) блоках залежи, которые испытывают динамическое воздействие кряжа Карпинского с юго-запада. Однако это предположение не совсем подтверждается вышеприведенными данными по изменению температур, так как скв. 3 и 5, в отличие от их группировки по давлению, попали в разные группы.

Анализ распределения скважин по площади залежи показал, что продолжительность периодов изменения пластовых температур не зависит от местоположения скважин относительно разломов, в отличие от продолжительности периодов изменения пластовых давлений (рис. 2).

По шести скважинам, находящимся в осевых (центральных) частях блоков, средний период изменения пластовых давлений составляет 4,21 года, так же, как и средний период

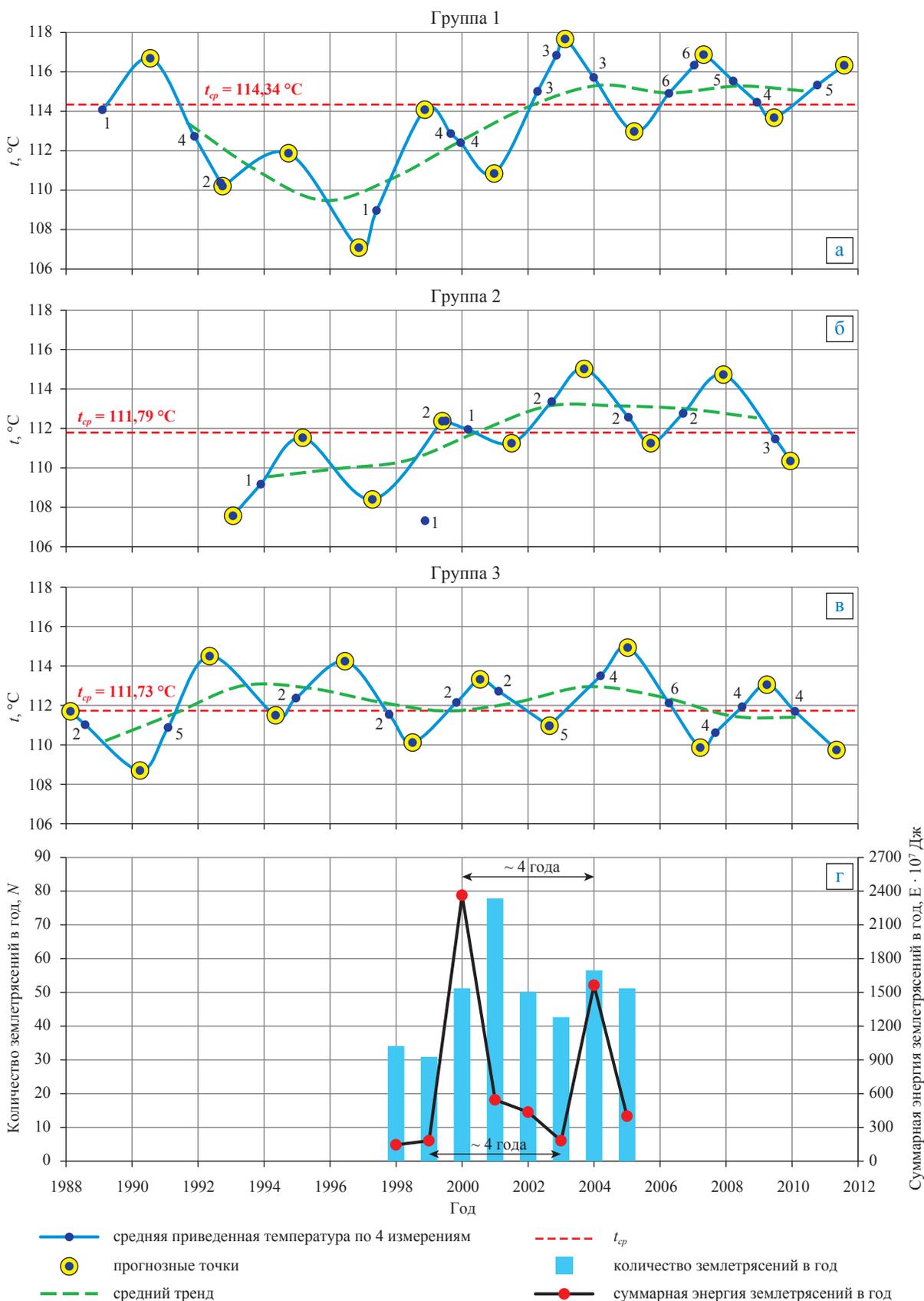


Рис. 1. Сопоставление циклического характера динамики пластовых температур в группах скважин Астраханского ГКМ (а, б, в) и цикличности сейсмособытий Воронежского кристаллического массива, составленной по данным Воронежского государственного университета (Л.И. Недежка, Е.Ю. Вторников) (г)

Таблица 2

Значения пластовых температур в скв. 1–5, 16, 17

Скв. 1		Скв. 2		Скв. 3		Скв. 4		Скв. 5		Скв. 16		Скв. 17	
время, годы	t , °C												
11,90	114,61	9,10	114,08	17,41	108,97	13,90	109,17	20,25	111,77	8,14	110,99	14,81	112,43
12,15	108,71	11,30	115,08	18,99	114,97	18,88	107,32	20,85	112,75	9,02	111,05	15,14	112,31
12,25	107,10	12,15	113,34	19,69	107,78	19,24	111,61	22,19	109,48	10,78	108,62	17,52	110,64
13,18	112,81	19,55	114,83	19,88	116,09	19,72	113,16	22,74	112,48	10,86	111,16	18,07	112,44
19,54	110,83	20,08	112,63	22,68	116,38	20,18	111,95	23,79	112,99	11,03	113,65	19,42	112,54
20,04	111,49	21,57	109,88	24,56	114,87	22,13	112,64	25,48	112,02	11,19	110,74	21,36	112,68
20,70	112,49	23,17	115,83	26,09	114,43	23,31	114,09	26,40	112,06	11,61	110,24	22,25	105,67
22,55	116,85	24,10	114,40	27,01	116,31	24,93	112,83	26,85	111,89	22,72	112,46	23,31	114,68
23,33	117,01	26,23	114,32	27,27	116,55	25,15	112,32	27,66	110,38	24,18	112,35	24,23	115,07
23,69	116,59	26,55	115,95	28,13	115,57	26,07	112,35	28,55	112,36	24,60	113,65	26,40	111,13
25,90	114,46	26,94	112,96	28,45	115,36	27,33	113,18	28,86	111,82	25,93	112,82	27,48	109,49
25,96	114,5	27,09	114,76	29,23	114,27	28,62	111,65	30,07	110,72	26,55	112,78	28,12	111,91
26,23	116,29	27,27	116,14	31,12	114,84	29,37	111,65			27,47	110,72	29,27	111,53
27,29	120,74	27,75	115,31			30,48	111,12			27,76	112,14		
27,77	115,37	28,73	113,78							28,90	111,39		
28,09	115,73	29,34	114,42							29,90	112,22		
29,34	115,7	30,29	115,30							31,13	112,33		
30,36	115,57	31,04	115,25										
31,06	115,67												
	$t_{cp} = 114,34$		$t_{cp} = 114,34$		$t_{cp} = 114,34$		$t_{cp} = 111,79$		$t_{cp} = 111,73$		$t_{cp} = 111,73$		$t_{cp} = 111,73$

Отчет времени ведется с конца 1980 г.

По скв. 1, 3, 5, 17 даны приведенные значения температуры.

Таблица 3

Параметры цикличности динамики пластовых температур по простаивающим скважинам Астраханского ГКМ

Показатель	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Среднее значение
	скв. 1–3	скв. 4	скв. 5, 16, 17	
Амплитуда изменения температуры, °С	±2,04	±1,93	±1,87	±1,95
Среднерасчетный период цикла, годы	4,201	4,225	4,222	4,213
Минимальные и максимальные периоды циклов, годы	4,00÷4,38	4,04÷4,40	4,00÷4,74	4,00÷4,54
Время проявления максимальных значений температур, годы	10,55; 14,74; 18,87; 23,12; 27,32	23,70; 27,92	16,45; 20,55; 25,02; 29,24	
Время проявления минимальных значений температур, годы	12,74; 16,87; 20,97; 25,22; 29,46	21,50; 25,72; 29,95	18,50; 22,65; 27,22	

Отсчет времени ведется с конца 1980 г.

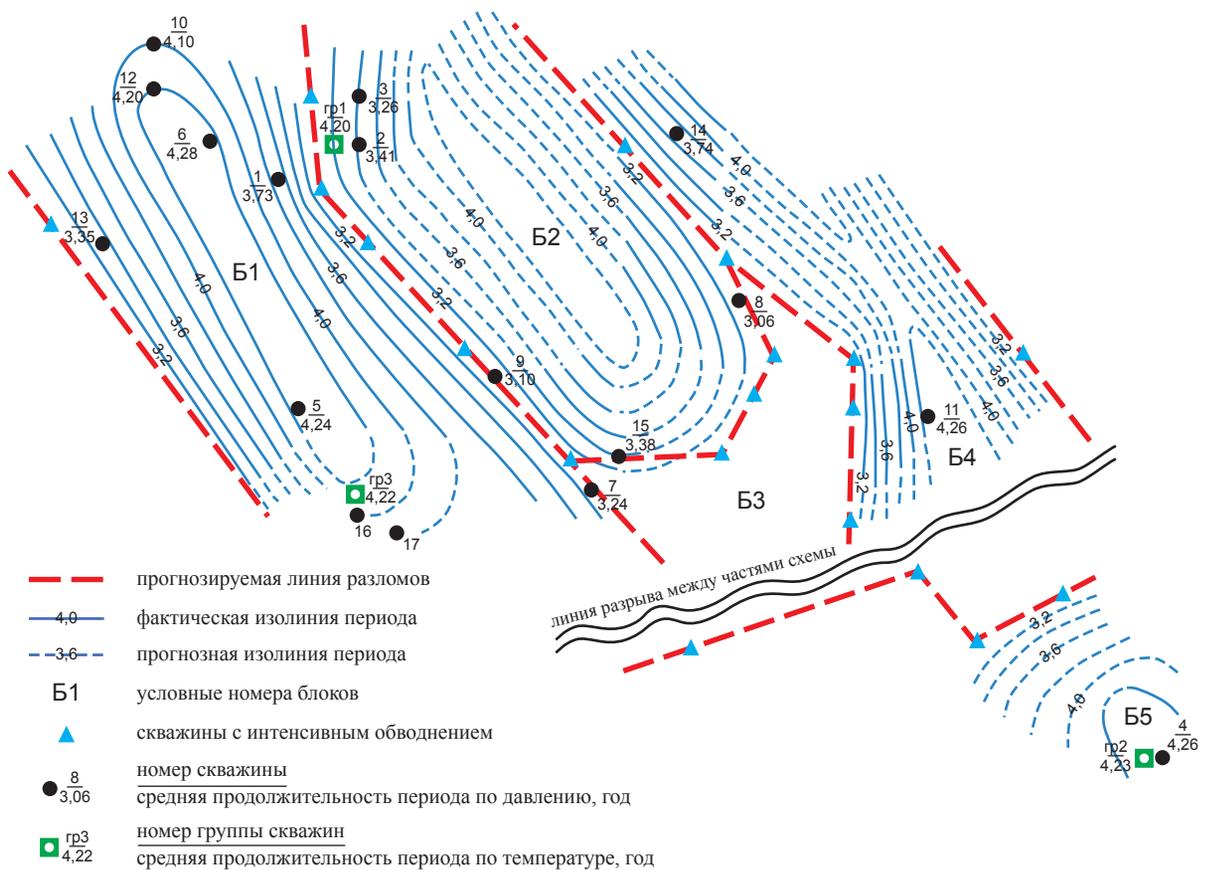


Рис. 2. Схема продолжительности периодов изменения пластовых температур и давлений по площади залежи Астраханского ГКМ

изменения пластовых температур (по предварительным данным в работе [11] этот период был оценен в 4,23 года). По скв. 1–3, находящимся вблизи разлома, период изменения пластовых давлений в среднем составляет

3,47 года, а температур – 4,20 года. Можно предположить, что из-за относительно малых (по сравнению с амплитудами колебаний давлений) амплитуд колебаний температур их вариации с периодами изменения 1 и 2,5 года

остались незамеченными. Все вышеизложенное хорошо согласуется с действием так называемой главной деформационной волны в земной коре с периодом около 4 лет [11]. Н.А. Касьянова [14] также указывает на близкий к этому периодический интервал, равный 3÷5 годам, который наблюдается в изученных ею разномасштабных явлениях в геосреде.

Проявления экстремальных значений пластовых давлений и температур несколько не совпадают по времени. Так, в скв. 4 экстремальные значения температур достигаются на 0,93 года раньше, чем экстремальные значения давлений.

Анализируя динамику средних трендов температуры (см. рис. 1), можно отметить, что наблюдается еще один цикл с периодом, превышающим 4 года. По 1-й группе скважин минимум температуры отмечается в конце 1996 г. (1995,81), а максимум – в конце 2005 г. (не ранее 2004,75). Разница во времени равна 8,94 года, что соответствует циклу с периодом 17,88 года. Разница в температуре – 3,87 °С.

По скв. 4 минимальная температура соответствует 1995 г. (1994,65), а максимальная – 2004 г. (2003,5). Разница во времени равна 8,85 года, что соответствует периоду цикличности 17,7 года. Разница в температуре – 3,85 °С.

По 3-й группе скважин максимальное значение температуры (113,5 °С) соответствует 1994 г. (1994,15), а время с минимальным значением не установлено, так как находится за пределами периода измерений температур – ранее 1989 г. Зафиксированная минимальная температура (110,2 °С) соответствует времени 1989 г. (1989,18). Разница в температуре равна 3,3 °С, т.е. за половину периода она будет соответствовать разнице температур по скв. 1–4.

Таким образом, период второго выявленно цикла изменения температур составляет около 18 лет, что совпадает с результатами наблюдения за динамикой пластовых давлений, отраженными в работе [9].

На рис. 1 представлена согласованность изменений параметров отдаленных друг от друга геологических образований: пластовой системы Астраханского ГКМ и Воронежского кристаллического массива. Так, на протяжении 1998–2005 гг. суммарная годовая энергия

сейсмособытий Воронежского кристаллического массива имеет два максимума – в 2000 и 2004 гг., которые синхронно отразились в геосреде пластовой системы Астраханского ГКМ в виде двух максимумов пластового давления, зафиксированных в скв. 4 [11], а также двух максимумов температуры по скв. 1–4 со смещением по времени на 0,86 года ранее и в скв. 5, 16 и 17 со смещением на 0,79 года позднее.

Близкие изменения в текущем сейсмологическом состоянии породных массивов удалось установить как западнее Астраханского ГКМ – в Карпатах, так и намного восточнее – на территории Казахстана и Дальнего Востока.

Эти, как и полученные ранее [9, 11], факты свидетельствуют о том, что впервые выделенные в пределах Астраханского ГКМ особенности виброгеодинамики могут иметь универсальный характер и проявляться повсеместно. Следует подчеркнуть, что изученные колебания пластовых давлений связаны с внешними, гораздо более крупными событиями, вероятно, планетарного характера. Не исключено, что они сопровождалась мощной активизацией глубинного энерго-, массо- и газообмена в осадочной толще, что позволяет на новых основаниях допустить наличие вертикальной флюидоподпитки на ряде месторождений (в том числе на Астраханском ГКМ), необходимыми условиями для которой являются наличие глубинных разломов и цикличности сжатий и уплотнений геосреды.

О наличии флюидоподпитки и, следовательно, глубинных разломов на Астраханском ГКМ свидетельствуют «горячая зона» в его термополе (которая не может быть объяснена отсутствием солей над продуктивной толщей) и то, что эта зона на протяжении более двадцати лет относительно стабильна.

Таким образом, виброгеодинамическая цикличность геосреды представляет собой природную реальность, которая присуща любому объекту недропользования. Это определяет практическую значимость полученных результатов, в том числе для дополнительного обоснования расширения комплексных геолого-геофизических исследований и необходимости ее учета при прогнозировании показателей разработки месторождений [15].

Список литературы

1. Верба М.Л. Проявление свойств тиксотропности пород в структуре земной коры / М.Л. Верба. – Тверь: Каротажник, 2010. – Вып. 9 (198). – С. 85–113.
2. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Изд. Моск. гос. горного ун-та, 2004. – 262 с.
3. Молоденский С.М. О локальных аномалиях амплитуд и фаз приливных наклонов и деформаций / С.М. Молоденский // Известия АН СССР. – 1983. – № 7. – С. 3–9. – (Серия «Физика Земли»).
4. Огнев А.Ф. Импульсные волновые процессы в самоорганизующихся и развивающихся геологических системах / А.Ф. Огнев // Газовая промышленность. – 2011. – № 5. – С. 18–23.
5. Рябецкий Ю.Л. Законы квазипластического течения трещиноватых сред / Ю.Л. Рябецкий // Напряженно-деформированное состояние и сейсмичность литосферы. – Новосибирск: Изд-во СО РАН (Филиал ГЕО), 2003. – С. 209–211.
6. Царёв В.П. Особенности нефтегазообразования в зонах тектоносейсмической активации / В.П. Царёв. – Новосибирск: Наука (СО РАН), 1988. – 192 с.
7. Чиков Б.М. Режимы колебаний и волн в литосфере / Б.М. Чиков // Напряженно-деформированное состояние и сейсмичность литосферы. – Новосибирск: Изд-во СО РАН (Филиал ГЕО), 2003. – С. 209–211.
8. Соловьёв Н.Н. Тектонодинамические условия нефтегазоаккумуляции: автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук / Соловьёв Николай Николаевич. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – 40 с.
9. Чельцов В.Н. Модель обводнения залежи и продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова // Геология нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 37–64.
10. Чельцов В.Н. Особенности динамики обводнения продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах / В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 38–43.
11. Чельцов В.Н. Виброгеодинамическая причина цикличности динамики пластовых давлений в простаивающих скважинах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова и др. // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 145–150.
12. Демежко Д.Ю. Исследование температурных вариаций в скважине KUN-1 (остров Кунашир) / Д.Ю. Демежко, А.К. Юрков, В.И. Уткин и др. // Доклады Академии наук. – 2010. – Т. 434. – № 6. – С. 811–816.
13. Губерман Д.М. Мониторинг геополей в Кольской сверхглубокой геологической лаборатории: история, опыт, основные проблемы и результаты / Д.М. Губерман, О.Г. Бадалов, С.Л. Певзнер и др. // Вестник МГТУ. – 2007. – Т. 10. – № 2. – С. 236–243.
14. Касьянова Н.А. Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса / Н.А. Касьянова, Ю.О. Кузьмин; предисловие акад. А.Л. Яншина. – М.: Геоинформмарк, 1996. – С. 56.
15. Чельцов В.Н. Обоснование учета виброгеодинамики при формировании представлений об особенностях разработки месторождений углеводородов / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, В.С. Жуков и др. // Эффективность освоения запасов углеводородов. Геология и геофизика: науч.-техн. сб. – Ухта: Газпром ВНИИГАЗ (Филиал в г. Ухта), 2010. – Ч. 1. – С. 218–231.

УДК 550.8: 553.98

А.В. Ахияров, К.М. Семёнова

Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как нефтегазопоисковые критерии

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, палеозойские внутрибассейновые карбонатные платформы, карбонатные массивы, обстановки интенсивного карбонато-накопления.

Keywords: Peri-Caspian depression, intrabasin Paleozoic carbonate platform, carbonate arrays, situation intensive carbonate.

Во многих нефтегазоносных провинциях России и мира карбонатные толщи составляют значительную долю осадочного чехла, с ними связаны крупные скопления углеводородов (УВ). В отличие от терригенных, карбонатные отложения из-за большой растворимости последних на протяжении литогенеза подвергаются неоднократным вторичным преобразованиям, из-за чего структура их пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов весьма неоднородны. Карбонатные породы биогермных построек часто являются хорошими коллекторами. Поэтому при поисках скоплений УВ выявление ископаемых органогенных построек, и в первую очередь рифов, является актуальной задачей [1, 2].

Прикаспийская впадина – одна из нефтегазоносных провинций мира с уникальным геологическим строением и богатейшим нефтегазоносным потенциалом. Доказанный стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает отложения от среднего девона до неогена включительно. Основная доля разведанных запасов и прогнозных ресурсов углеводородного сырья связана с позднепалеозойским комплексом, главным образом, с карбонатными породами девонского, каменноугольного и раннепермского возраста. Природные резервуары характеризуются не только специфическим площадным развитием, сложным сочетанием типов коллекторов и фильтрационно-емкостных параметров, но и особенностями нефтегазоносности в пределах локальных ловушек и крупных зон развития карбонатных комплексов [3–8].

Современные бортовые зоны Прикаспийской впадины характеризуются достаточно широким развитием позднепалеозойских карбонатных комплексов, которые в ряде случаев образуют изолированные зоны, получившие название **внутрибассейновые карбонатные платформы**. Повышенный интерес к этим зонам связан с тем, что в их пределах открыто значительное количество нефтяных и газоконденсатных месторождений, при этом на четырех из них выявлены месторождения с доказанными гигантскими запасами газа (Астраханское), нефти (Тенгиз и Кашаган) и газоконденсата с нефтью (Карачаганак). В целом запасы углеводородного сырья, сконцентрированные в пределах карбонатных массивов, значительно превосходят запасы скопленных, связанных с терригенными подсолевыми комплексами [3].

Одним из главных критериев оценки перспектив нефтегазоносности являются результаты палеотектонического анализа, позволяющие определить время формирования и особенности развития зон региональных поднятий, большинство из которых обычно являются областями нефтегазоаккумуляции. В последние годы на территории бортовых частей Прикаспийской впадины выполнены значительные объемы глубокого бурения и сейсмических исследований различных модификаций, позволяющие уточнить строение и развитие зон подсолевых поднятий и с этих позиций рассмотреть перспективы ее нефтегазоносности [9].

Прикаспийская впадина – это глубочайший осадочный бассейн мира, который на палеозойском этапе развития по особенностям строения подсолевого комплекса можно предположительно отнести к геоструктурам **субокеанического** типа [10, 11]. По северной и западной периферии впадины подсолевой разрез представлен несколькими мощными (до 1000 м и более) мелководными карбонатными толщами верхнего девона – нижней перми, разделенными терригенными сериями.

Вдоль границы впадины здесь установлены три карбонатных уступа: среднефранско-средневизейский, верхневизейско-нижнебашкирский и каширско-артинский, высоты которых составляют соответственно 300÷700, 300÷500 и 1100÷1600 м [12]. На юге и востоке впадины в подсолевом разрезе также выделяются мощные (до 1500 м) разновозрастные карбонатные толщи: в пределах Каратон-Тенгизской зоны поднятий и Астраханского свода – верхнедевонско-нижнесреднекаменноугольная; в разрезах Енбекского и Жаркомысского выступов фундамента – ниже-среднекаменноугольная (площади Кенкияк и Арансай) и на крайнем востоке впадины – ниже-верхнекаменноугольная (площади Жанажол и Тортколь).

По мнению таких исследователей, как А.Л. Яншин, Р.Г. Гарецкий, А.Е. Шлезингер и др., мощности карбонатных толщ во внутренних частях впадины, по-видимому, резко сокращаются, и здесь их возрастные аналоги сложены темноцветными глинисто-карбонатными относительно глубоководными фациями, мощность которых измеряется десятками, реже – первыми сотнями метров. Мощности терригенных толщ непосредственно за карбонатными уступами резко возрастают (до 1000 м), а далее к центру впадины опять уменьшаются.

Во всех описанных приподнятых зонах Прикаспийской впадины и на ее бортах ловушками для нефти и газа служат в основном светлые карбонатные породы, прямо или косвенно связанные с органогенными постройками. Так, продуктивные нижнепермские отложения Карачаганакского поднятия сложены мшанково-водорослевыми известняками рифогенных фаций. В разрезах каменноугольных образований восточной бортовой зоны впадины широко развиты органогенно-водорослевые кавернозные известняки [12].

В формировании крупных зон поднятий в подсолевом комплексе значительная (а для отдельных зон – ведущая) роль принадлежит процессам карбонатной седиментации, в результате которой к концу каждого из циклов карбонатобразования (среднефранско-средневизейского, поздневизейско-раннебашкирского и каширско-раннепермского) в бортовых зонах впадины были сформированы крупные регионально приподнятые участки, сложенные карбонатными образованиями шельфового типа с органогенными постройками.

Используемые в настоящей статье термины относятся к фациальной седиментологии и их толкование в определенной степени отличается от толкования терминов, применяемых в современной тектонике плит и морской геологии при изучении современных океанов. Поэтому авторы сочли целесообразным пояснить некоторые из них.

Карбонатная платформа – обширное карбонатное тело с более или менее горизонтальной кровлей и обрывистыми шельфовыми окраинами, где находятся осадки зоны высокой волновой энергии [13, 14].

Шельф – сравнительно мелководная часть морского бассейна, располагающаяся в переходной зоне от приподнятых участков тектонически стабильных блоков, находящихся вблизи базиса эрозии (выше него или ниже), к более глубоководным частям бассейна. Шельф в таком понимании не обязательно соответствует континентальному шельфу в классическом понимании – расположенному в зоне перехода от континента к океану, т.е. на участках с различным типом земной коры. При анализе древних бассейнов осадконакопления могут выделяться области с условиями, соответствующими шельфовым, но которые могут быть расположены внутри бассейнов и обрамлять приподнятые блоки, не возвышающиеся над уровнем моря, а образующие внутрибассейновые отдели [13–16].

Бассейн осадконакопления, в том числе глубоководный, не отвечает классическому пониманию океанического бассейна, имеющего в основании земную кору океанического типа. Он может соответствовать внутренним и краевым морям, которые характеризуются относительно глубоководными условиями осадконакопления (глубина – до 1000 м и более) [1].

В позднем палеозое в пределах юго-востока Восточно-Европейской платформы существовала благоприятная обстановка для накопления карбонатных толщ и формирования карбонатной платформы. Интенсивное карбонатонакопление происходило в широком временном диапазоне – от позднего девона до ранней перми. Сложная история геологического развития бортовых зон впадины в палеозойское и докунгурское время обусловила развитие различных литолого-фациальных типов разрезов и формирование разнообразных структурно-тектонических элементов.

Российские исследователи К.А. Клещев, В.С. Шеин, А.И. Петров и др. [11] провели детальные палеогеодинамические реконструкции плит юго-восточной части Восточно-Европейского континента в позднепалеозойское время с составлением фациально-палеогеографических карт. Полученные ими результаты позволили уточнить и детализировать геологическое строение палеозойских карбонатных платформ.

Их казахстанские коллеги (впрочем, во времена СССР все они работали в рамках единого Прикаспийского проекта) Э.С. Воцалевский, М.М. Пилифосов, Д.А. Шлыгин и др. [17] также считают, что развитие этих карбонатных массивов в палеогеографическом отношении определялось их расположением в зоне сочленения структур юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы с Уральским палеоокеаном и Палеотетисом. При этом заложение Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы было связано с периодом раскрытия Уральского палеоокеана. Это обусловило более широкий стратиграфический диапазон и более значительные мощности карбонатных отложений. В противоположность этому зарождение Южно-Эмбинской карбонатной платформы произошло в период закрытия Уральского палеоокеана и связано с относительно кратковременным процессом обмеления территории (период сжатия). Эти же причины повлияли на разную степень сохранности и морфологической выраженности рассматриваемых структур.

Данные карбонатные платформы сформировались в пределах восточной окраины (в современных координатах) древней Восточно-Европейской платформы. Регион характеризуется сложным геологическим строением, что вызвано влиянием коллизионных процессов, происходящих в зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и Уральского палеоокеана. Результатом этого воздействия стало формирование разрывных нарушений, надвигов, резкое изменение мощностей и различная стратиграфическая полнота разрезов.

Классификация карбонатных платформ

По глубинам осадконакопления карбонатная платформа соответствует обстановке шельфа с карбонатной седиментацией. В области перехода от моря к суше выделяются три основных зоны – более глубоководного, внешнего

(глубина – 20÷100 м), среднего (глубина – 10÷20 м) и мелководного (внутреннего) шельфа (глубина – менее 10 м) [17].

Классификация обстановок карбонатного осадконакопления в условиях карбонатных платформ наиболее детально разработана Дж.Л. Уилсоном [14]. В области карбонатного шельфа им выделено девять фациальных поясов, последовательность которых выдерживается в различных тектонических обстановках (рис. 1). Схема распределения фаций обычно представляется в виде профиля поперек платформы.

Типы карбонатных платформ определены Дж. Уилсоном по палеотектоническому положению карбонатных фаций. Им выделены перикратонные и внутрикратонные платформы и платформы на внутрибассейновых поднятиях – карбонатные банки, а также карбонатные накопления на пологопогружающихся склонах. Более поздние зарубежные классификации [18, 19] карбонатных платформ основаны на геометрических и морфологических характеристиках – размерах, форме, расположении относительно суши, эволюции во времени (погруженные платформы). Выделяют крупные горизонтальные платформы и наклонные ramпы, а также изолированные внутрибассейновые платформы (банки, атоллы и т.д.). Наиболее значительной структурой карбонатного шельфа является органогенная рифовая постройка, маркирующая крутой уступ бровки шельфа. На пологопогружающихся платформах (рампах) барьерные рифы могут отсутствовать.

В.Г. Кузнецов [13] отмечает, что термин «карбонатная платформа» приобрел в последние годы весьма широкое значение. Он используется как в морфологическом смысле – для характеристики трехмерной структуры, так и в стратиграфическом – для описания последовательности слоев, слагающих геологическое тело. В пределах исследуемой территории (как на российской, так и на сопредельной, казахстанской части Прикаспийской впадины) М. Таккер и П. Райт, С.В. Мельников, В.Н. Данилов и другие ученые выделяют пять основных категорий карбонатных платформ: эпиконтинентальная платформа (epeiric platform), ramп (ramp), окаймленный шельф (rimmed shelf), изолированная платформа (isolated platform) и затопленная платформа (drowned platform).

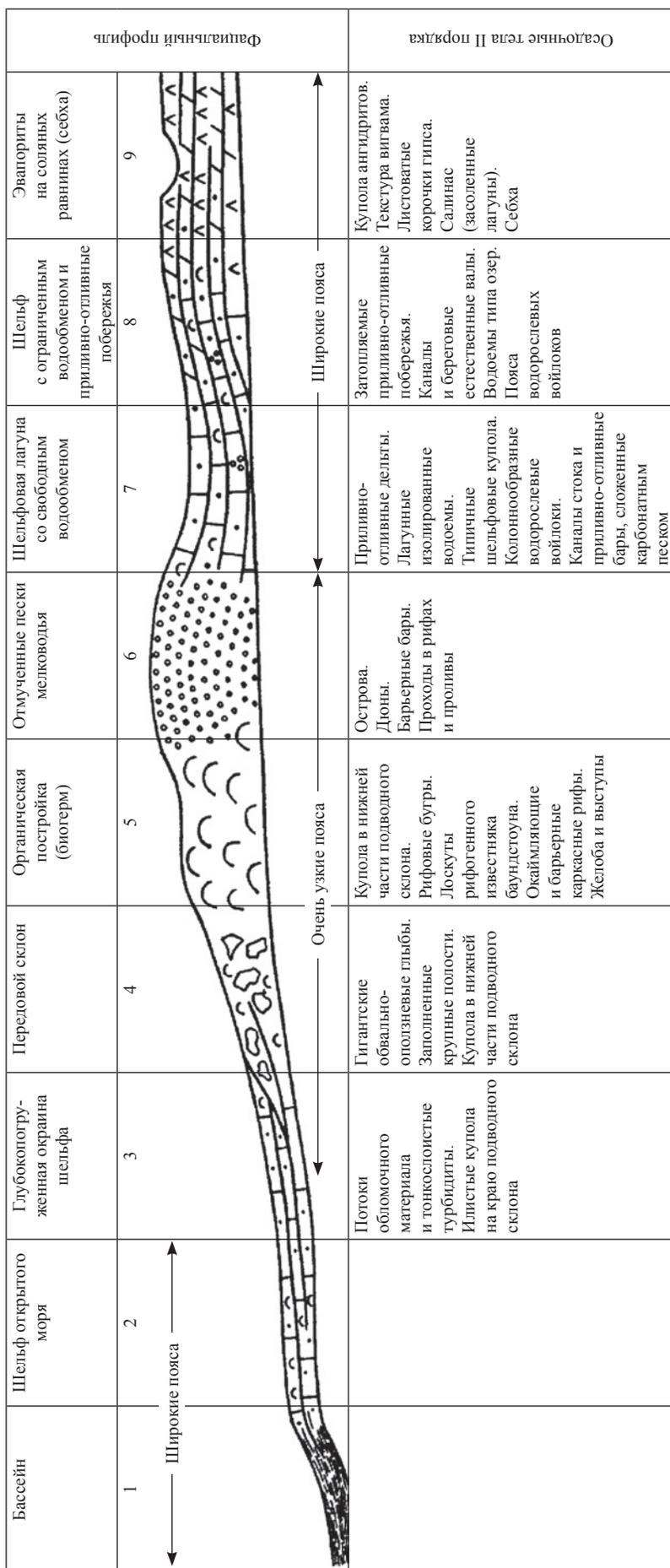


Рис. 1. Схема стандартных фациальных поясов и фациальных тел II порядка [14]

Позднепалеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины значительно различаются между собой по литологическому составу и стратиграфическому диапазону слагающих их отложений. Большинство исследователей [1–5, 17] выделяют в ее пределах шесть карбонатных платформ: одна из них находится на территории России (Астраханская), остальные – на территории Казахстана (Карачаганакская, Темирская, Жанажольская, Тенгизская, Южно-Эмбинская).

В юго-восточной части Прикаспийской впадины выделяются две карбонатные платформы: Тенгиз-Кашаганская и Южно-Эмбинская, в восточной прибортовой части – Темирская и Жанажольская. В северной бортовой зоне отмечается развитие карбонатных платформ двух типов. К северу от бортового уступа локализуется карбонатная платформа внешнего шельфа пассивной континентальной окраины, формировавшаяся в длительный период геологического времени – от среднего девона до артинского века ранней перми включительно. Внутренней бортовой зоне соответствует внутрибассейновая позднедевон-артинская Карачаганакская карбонатная платформа.

Астраханская карбонатная платформа находится в юго-западной части Прикаспийской впадины [20]. Согласно геолого-геофизическим материалам, вдоль р. Волга прослеживается тектоническое нарушение, разделяющее Астраханский свод на левобережную и правобережную части. В их пределах выделяется ряд локальных поднятий. Фундамент сложен основными и ультраосновными породами, глубина его залегания – предположительно более 10 км. Образование карбонатного шельфа, по аналогии с западным и северным бортами Прикаспийской впадины, началось с позднеэйфельского времени. Обширный карбонатный шельф, ограниченный некомпенсированными прогибами, формируется в фаменско-турнейское время. В поздневизейско-раннебашкирское время накапливались преимущественно мелководные карбонатные образования, а в более пониженных частях прогибов – глинисто-карбонатные относительно глубоководные осадки. Области мелководной карбонатной седиментации сократились. В раннебашкирское время условия осадконакопления соответствуют лагунным обстановкам, в которых накапливались продукты разрушения рифовых построек. Отложения представлены биоморфными, биоморфно-детритовыми,

биохемогенными и органогенно-обломочными известняками.

В позднем палеозое Астраханский свод находился в области активного карбонатакопления, временами сменявшегося привносом терригенного материала [4].

В пределах Астраханской карбонатной платформы расположены следующие месторождения с доказанными запасами УВ: Астраханское газоконденсатное (уникальное по запасам), разделяемое тектоническими блоками на Левобережную (основной блок) и Правобережную (Центрально-Астраханское и Западно-Астраханское месторождения) части, а также месторождения-сателлиты (Алексеевское, бывшее Еленовское, Табаковское и Имашевское). Продуктивный горизонт Имашевского месторождения (C_{2b}) имеет двукупольное строение (восточный купол находится на сопредельной территории Казахстана).

Тенгиз-Кашаганская карбонатная крайняя платформа имеет сложное строение, обусловленное особенностями, свойственными крупным рифогенным массивам, и влиянием тектонических процессов. Изменчивость условий роста карбонатной постройки привела к широкому развитию перерывов и колебаниям интенсивности карбонатакопления [2].

Карбонатные отложения Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы охватывают широкий стратиграфический интервал – от начала позднего франа до среднего карбона. В ее составе выделяются два структурных этажа – верхнедевон-нижнетурнейский и каменноугольный, разделенные кратковременным стратиграфическим перерывом, время проявления которого определяется как середина турнейского времени. По геофизическим данным в каменноугольном структурном этаже выделяются два комплекса – турнейско-нижневизейский и окско-башкирский, разделенные тульской вулканогенно-осадочной пачкой, которая уверенно прослеживается геофизическим репером в пределах карбонатных массивов.

В позднем девоне сформировалась ровная поверхность поднятия, на которой с середины франского века позднего девона до раннетурнейского века раннего карбона формировались мелководные карбонатные осадки карбонатной платформы. На этом этапе платформа развивалась в режиме компенсированного прогибания. В конце раннего турнея фиксируется перерыв в осадконакоплении [1].

В позднем турнее на Тенгиз-Кашаганской платформе начались вертикальные движения, которые привели к образованию поднятых и опущенных блоков (структур). На Тенгизском блоке-поднятии (по периферии) так же, как и на Каратонском и Королевском поднятиях, в позднем турнее и раннем визее формировалась фация иловых холмов.

В позднетульское и раннеалексинское время с юго-восточного обрамления Палеоприкаспийского бассейна поступали пеплово-туфовый материал андезитового состава и граувакковый терригенно-обломочный материал.

В позднем визее (алексинское и михайловское время) на поверхности иловых холмов формировались криноидные и брахиоподово-криноидные банки. Иловые холмы образовали палеогеоморфологические возвышенности, на которых криноидные и брахиоподово-криноидные банки в свою очередь создали твердый субстрат для рифов.

С конца позднего визея (венецкое время) и в серпуховском веке существовал атолл с фациями рифа. В зарифовой зоне накапливались фации биостромов, органогенных банок и отмелей, известковых илов лагуны. С раннего визея до серпуховского яруса и с начала образования холмов, а затем криноидных банок и рифов наступил этап компенсированного прогибания Тенгизского конседиментационного поднятия. В это время на границе раннего и позднего серпуховского века, а также между протвинским и запалтьюбинским горизонтами установлены перерывы осадконакопления. Они способствовали процессам выщелачивания и образованию каналовой и кавернозной пористости в резервуаре месторождения Тенгиз [3].

В башкирский век (с краснополянского до прикамского времени включительно) формировались биокластические банки, отмели и подводные валы. На границе серпуховского и башкирского веков фиксируется перерыв – наступили обмеление и прекращение рифообразования. В отложениях башкирского века установлены небольшая высота банок, размыв и частые поверхности перерывов. Это можно объяснить тем, что осадконакопление не компенсировалось прогибанием [1, 4].

Для формирования резервуаров в отложениях карбонатных платформ важное значение имеет знак тектонических движений основания платформы. В раннекаменноугольной эпохе и начале среднекаменноугольной (турнейский,

визейский и серпуховский века) Тенгизское поднятие развивалось в режиме компенсированного прогибания, в башкирский век опускание замедлялось. Поднятие во второй половине башкирского века и в позднекаменноугольную эпоху привело к прекращению карбонатнакопления, подъему поверхности атолла выше уровня моря и развитию карстовых процессов.

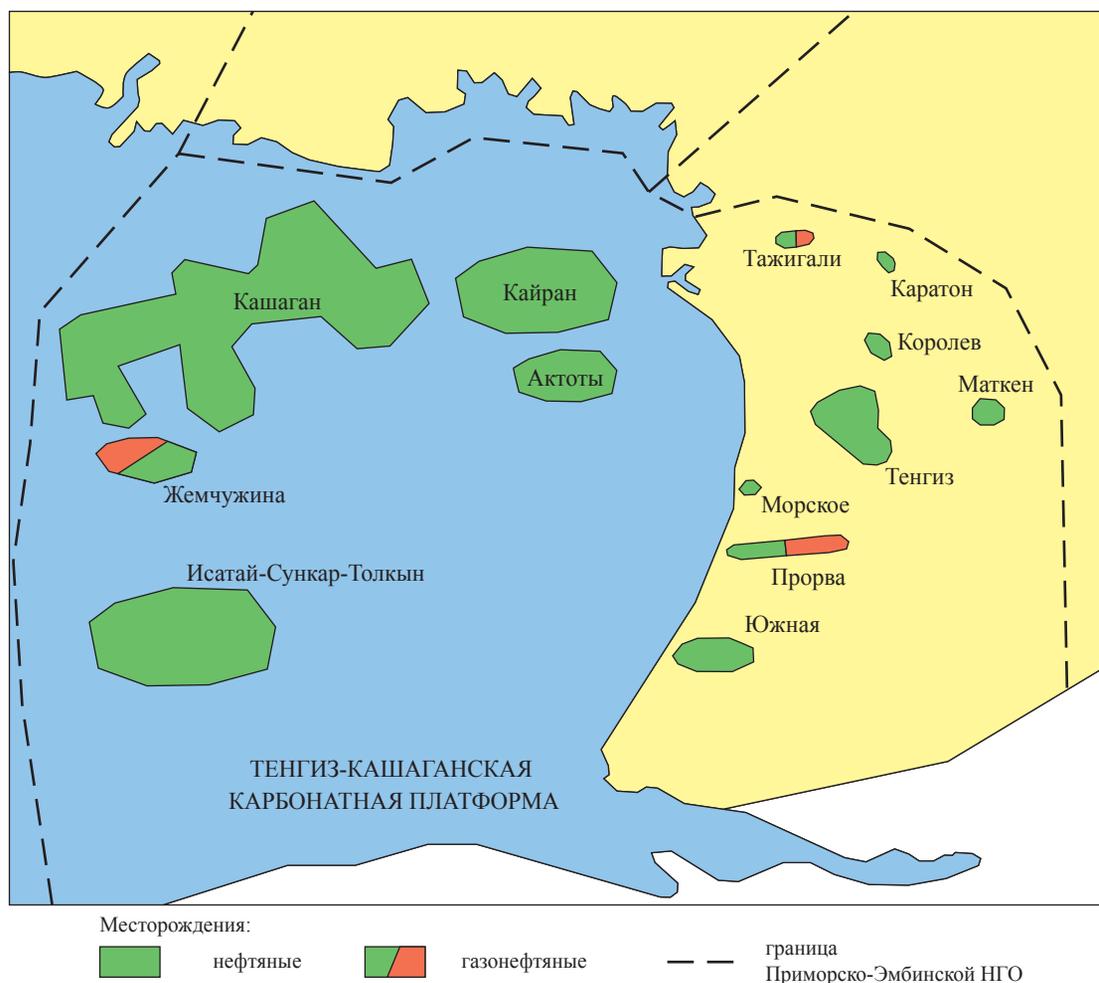
В пределах Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы (Приморско-Эмбинская нефтегазоносная область, Республика Казахстан) расположены крупные месторождения Кашаган, Тенгиз, Кайран, Актоты, а также целая группа более мелких месторождений-сателлитов (рис. 2).

Южно-Эмбинская карбонатная платформа расположена в пределах Южно-Эмбинского палеоподнятия. От Каратон-Тенгизской карбонатной платформы она отделяется Маткен-Ушмолинской зоной, в пределах которой в подсолевом разрезе верхнего палеозоя преобладают терригенные отложения.

Южно-Эмбинская карбонатная платформа значительно моложе Тенгиз-Кашаганской. Карбонатные отложения в ее пределах имеют более узкий стратиграфический интервал, охватывающий период с конца раннего карбона – позднего визея до ассель-сакмарского времени ранней перми включительно. Карбонатные образования серпуховского, башкирского и московского возраста сформировались во внутренней и средней частях шельфа на глубине 30÷70 м. Органогенно-обломочный материал слагает банки и уплощенные холмы. В ассель-сакмарское время во внешней части мелководного шельфа на глубине 50÷130 м сформировались банки грейнстоунов. Породы палеозойского возраста с резким стратиграфическим и угловым несогласием перекрываются породами юры и триаса.

В области формирования конусов выноса и палеоруслых потоков в осадках присутствует градационная слоистость. В осадках отмечаются оползневые текстуры и следы жизнедеятельности илоедов, что свидетельствует о мелководной обстановке шельфа.

Состав обломков и глинистых пород, которые сносились в бассейн с юга и юго-востока Прикаспийской впадины, различен. В погруженной южной части преобладает обломочный материал лав андезитовых порфиритов, в Торесай-Мынсуалмасской зоне – обломочный, граувакковый, плохо отсортированный,



**Рис. 2. Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа
(по данным компании «Норт Каспиан Оперейтинг», 2010)**

среди обломков много фрагментов кремнистых и вулканогенных пород. Часто отмечается примесь пирокластического материала основного состава. Цемент характеризуется глинистым, преимущественно гидрослюдисто-хлоритовым составом [1, 2].

Различия тектонического режима, существовавшего на описываемой территории, обусловили разнообразие обстановок осадконакопления и, соответственно, разный литологический состав разрезов. В поздневизейское время появилась новая поздневизей-башкирская карбонатная платформа на наиболее приподнятой части денудированного Южно-Эмбинского поднятия, причем из-за трансгрессии моря бассейн значительно расширился в сторону Северного Устюрта, и граница платформы проходила с востока на запад южнее площадей Северный Мынсуалмас (в современных очертаниях).

С начала позднего визе карбонатные постройки слагают изолированные участки на

Южно-Эмбинском поднятии и вытянуты вдоль борта Прикаспийской впадины. Периодически поступающий терригенный материал сносится по сохранившимся подводно-русловым системам в пониженные участки палеодна бассейна. Это обусловило возникновение зон с преимущественным накоплением карбонатных и карбонатно-терригенных осадков. Карбонатная седиментация началась с окского надгоризонта позднего визе. Южно-Эмбинское поднятие стало самостоятельной структурно-фациальной зоной – окраинной карбонатной платформой на юго-восточной периферии Прикаспийского палеобассейна. Мелководные осадки склонового типа отмечаются вдоль борта Южно-Эмбинского поднятия и в зоне распространения подводно-русловых отложений. Они характеризуются наличием карбонатов осыпного типа в разрезах площадей Южно-Молодежная, Южно-Эмбинская, Тортай, а далее в глубь бассейна – преимущественно терригенным соста-

вом с редкими прослоями известняков и доломитов. В московское время бассейн осадконакопления унаследовал характер режима седиментации от башкирского. В позднем карбоне на исследуемой территории происходит сильное опускание уровня моря, что привело к частичному размыву ранее накопившихся отложений в области приподнятых участков и карбонатных построек: Тенгиз-Кашаганской и Южно-Эмбинской, сокращению зоны карбонатного шельфа, образованию подводных отмелей и повышению роли терригенного материала. Области распространения и объем карбонатообразования значительно сократились [1, 2].

В результате раннепермской трансгрессии в Уртатау-Сарыбулакской зоне сформировался изолированный водорослевый риф, достигший высоты более 700 м. В Южно-Эмбинской бортовой зоне продолжалось накопление карбонатных комплексов, которые вглубь бассейна сменялись ритмичными толщами терригенных отложений (песчаники, алевролиты, аргиллиты).

Карбонатные отложения сохранились в Южно-Сазтобинской и Уртатау-Сарыбулак-

ской зонах. В известняках среднего карбона, вскрытых бурением на площадях Южно-Молодежная, Тортай, Южное Сазтобе, Уртатау-Сарыбулак, повсеместно встречаются прослойки и гнездообразные включения пестроцветных глин. Именно ввиду того, что на юго-востоке впадины практически постоянно привносился терригенный материал, карбонатообразование не было широко распространено.

К Южно-Эмбинской карбонатной платформе приурочены крупные месторождения Восточный Кашаган и Кёроглы-Нубар (Западный Кашаган).

Жанажольская карбонатная платформа выделяется между нижнепермским карбонатным уступом и линией, где выклинивается (или эрозионно срезается) карбонатная толща. С поздневизейского до гжелского века Жанажольская карбонатная платформа развивалась в режиме компенсированного прогибания с формированием мелководных шельфовых, преимущественно карбонатных осадков.

По результатам параметрического и поискового бурения в пределах карбонатного

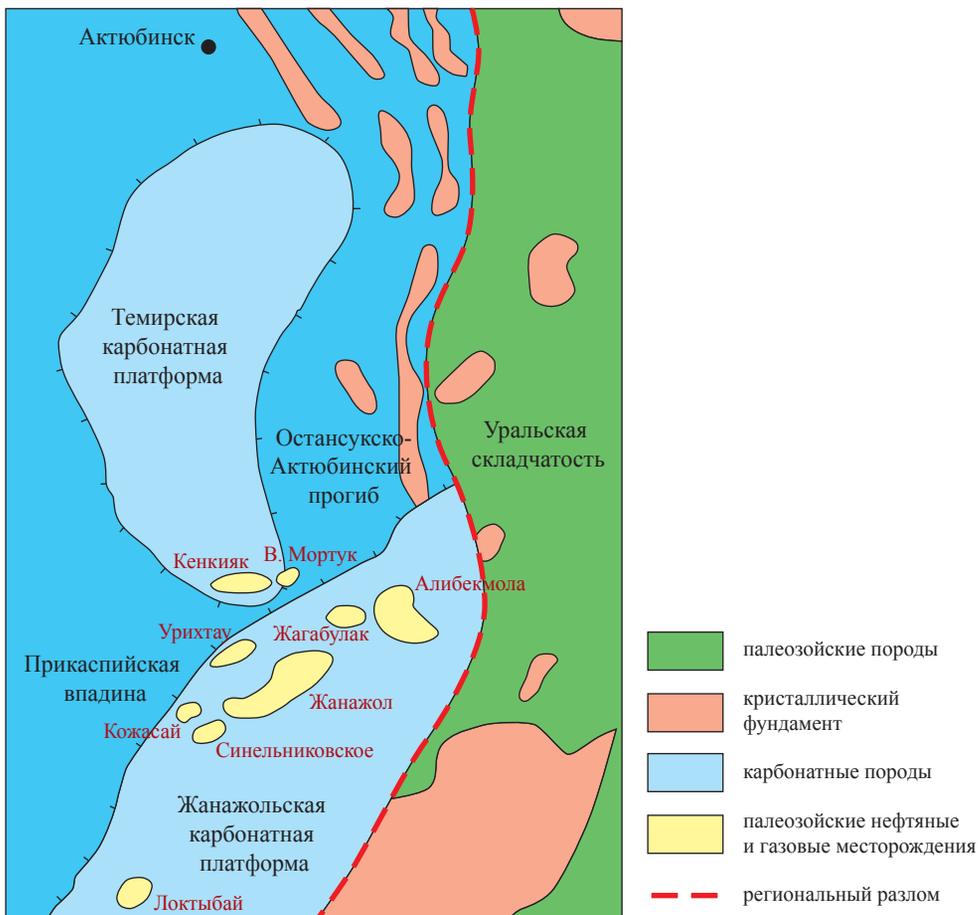


Рис. 3. Структурно-тектоническая схема восточного борта Прикаспийской впадины с указанием местоположения Жанажольской и Темирской карбонатных платформ [21]

массива выявлены месторождения нефти и газа: Жанажольское, Урихтау, Кожасай, Алибекмола, Жанатан, Лактыбай (рис. 3).

В пределах Жанажольского поднятия в течение длительного периода серпуховско-гжельского времени существовали обширный мелководный шельф и условия, благоприятные для накопления мощных толщ карбонатных осадков преимущественно органогенного генезиса, с образованием на отдельных этапах небольших водорослевых построек типа биостром. Относительная подвижность водной среды способствовала отложению большого объема биоморфных, комковатых, органогенно-обломочных, оолитовых разностей, часто с высокими первичными ФЕС [1, 2].

Темирская карбонатная платформа полого погружается к востоку в сторону Остансукского прогиба по кровле известняков карбона, образуя крутой уступ на западном склоне, охватывая, по-видимому, и девон.

По геологическому строению она существенно отличается от Южно-Эмбинской карбонатной платформы как по палеогеоморфологическим характеристикам, так и стратиграфи-

ческому диапазону слагающих массив карбонатных комплексов.

Из разреза выпадают терригенные отложения средне-ранневизейского возраста, которые широко развиты южнее и западнее месторождения Кенкияк (рис. 4), где их вскрытая толщина составляет около 2000 м. Отсутствие терригенных отложений средне-ранневизейского возраста свидетельствует о более резком отличии палеогеологической обстановки в регионе Темирского карбонатного массива от обстановки в окружающих районах – Жанажол-Торткольского карбонатного массива и Жаркамысского свода.

Отложения карбонатной платформы перекрываются верхнегжельско-нижне-пермскими терригенными отложениями, толщина которых на платформе составляет в среднем 400÷1000 м. В пределах карбонатного массива выделяются отдельные локальные структуры: Кенкияк-Бозоба, Северная Бозоба, Арансай, Бактыгарын, Северный Бактыгарын, Аккум, Аккудук и Северный Аккудук. На подсолевой структуре Кенкияк-Бозоба открыты одноименные месторождения (Кенкияк и Бозоба). К ме-

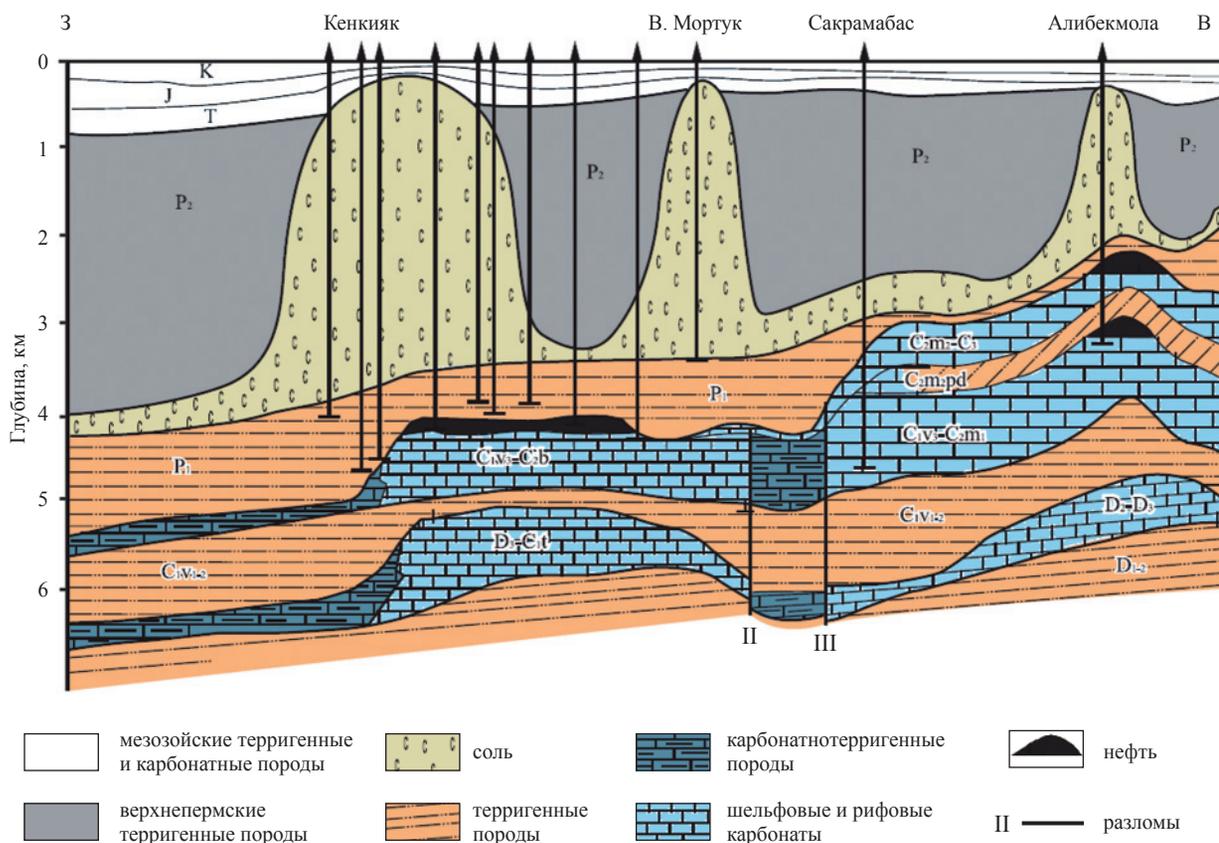


Рис. 4. Разрез пород осадочного чехла центральной части Енбекско-Жаркамысского поднятия [21]

сторожению Кенкияк приурочено месторождение-сателлит Восточный Мортук [1, 2].

Карачаганакская внутривассейновая карбонатная платформа, представляющая собой единый гигантский риф, формировалась с позднего девона по артинский век. Ее размер составляет 15×30 км, общая толщина подсоловых верхнедевон-нижнепермских отложений достигает 2 км, продуктивной толщи – 1,6 км.

Формирование Карачаганакского карбонатного массива началось в конце франского времени на приподнятом блоке фундамента в пределах глубокой части шельфа северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Воздымание блока обусловлено активными тектоническими движениями, происходившими во франское время, что привело к значительному размыву среднедевонских глубоководных отложений.

Накопление карбонатных пород в пределах Карачаганакского поднятия происходило в три крупных этапа рифообразования: фаменско-раннетурнейский, визей-серпуховский и раннепермский. На границах этапов фиксируются перерывы в осадконакоплении различной продолжительности.

На первом этапе Карачаганакский массив представлял собой отдельную карбонатную постройку типа лоскутного рифа, развивавшуюся на приподнятом блоке в зоне глубокого шельфа, и имел ограниченные размеры.

Второй этап формирования Карачаганакской структуры начался в результате раннекаменноугольной трансгрессии после периода обмеления. Это привело к образованию изолированной полукольцевой рифовой постройки [1, 2].

В результате раннепермской трансгрессии (третий этап) на Карачаганакской структуре сформировался изолированный крупный риф, достигший высоты 800 м. Продуктивная толща Карачаганакского рифового массива в целом представлена карбонатными породами без терригенных примесей, где преобладают в основном органогенные разности биоморфных, биогермных и органогенно-детритовых пород. Подчиненное развитие имеют биохемогенные и органогенно-обломочные разности. Характерны сильная изменчивость пустотного пространства карбонатного массива, повсеместное развитие трещиноватости и кавернозности. Преобладающее развитие имеют известняки пористые, плотные, массивные, неравно-

мерно кавернозные и трещиноватые, в различной степени доломитизированные, реже доломиты. Отложения карбона, по сравнению с нижнепермскими, более интенсивно перекристаллизованы и доломитизированы, часто до полного уничтожения первичной структуры. Значительное проявление процессов растворения и выщелачивания привело к формированию крупных пористо-кавернозных зон мощностью от 10 до 20 м. Трещиноватость в продуктивных отложениях на открытом здесь месторождении Карачаганак развита повсеместно. Трещины встречаются в пористо-проницаемых и плотных разностях пород, но роль их в обеспечении фильтрационно-емкостных свойств неодинакова.

Распространение коллекторов различных типов на нефтегазоконденсатном месторождении Карачаганак обусловлено разнофациальным характером отложений (рис. 5). Это проявляется в значительной неоднородности строения резервуара, одновременном наличии пористо-проницаемых пластов и маломощных плотных и трещиноватых прослоев, изменчивости эффективных толщин пластов-коллекторов, широком диапазоне изменения значений пористости и проницаемости [16].

Сопоставление разрезов палеозойских отложений Прикаспийского бассейна показало, что он развивался в режиме устойчивого длительного прогибания.

Сравнительная характеристика месторождений (таблица) дает возможность проследить сколь велико влияние геологических факторов и различных условий осадконакопления на формирование коллекторов и сохранение их свойств в процессе постседиментационных преобразований.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

- пространственное размещение карбонатных платформ в Прикаспийской впадине контролируется различной продолжительностью этапов седиментации и блоковой структурой фундамента. Наиболее интенсивное карбонатонакопление происходило на юге и юго-западе Прикаспия в пределах Астраханской и Тенгиз-Кашаганской платформ. За счет расширения площади карбонатонакопления в позднем девоне образовалась единая Астраханско-Жылыойская платформа, которая охватывала всю современную акваторию Северного Каспия и прилегающие к ней прибрежные участки;

Сравнительная характеристика месторождений нефти и газа карбонатных платформ восточной части Прикаспийской впадины (территория Казахстана) [2]

Геологическая характеристика	Карбонатные платформы					
	Карачаганакская Карачаганак	Жаназольская Жанакюл	Темирская Кенкияк	Южно-Эмбинская Бекбулат	Тенгиз-Капаганская Тенгиз	Королёвское
Условия осадконакопления	Рифовый массив	Мелководный шельф	Мелководный шельф	Рифовый массив	Рифовый массив	Рифовый массив
Возраст отложений	Раннепермские – каменноугольные (P ₁ – C)	Каменноугольные (C)	Раннепермский – среднекаменно-угольный (P ₁ – C ₂)	Ассельско-сакмарские (P _{1a-s})	Каменноугольный – девонский (C ₁ – D ₃)	Продуктивные отложения (C ₁ – C ₂)
Тип залежи	Массивная нефтегазоконденсатная, единое строение резервуара	Пластово-массивная, нефтегазоконденсатная (две карбонатные толщи) КТ – I (верхняя) КТ – II (нижняя)	Массивная нефтяная залежь	Массивная нефтяная залежь, наличие аномально высокого пластового давления (АВПД)	Массивная нефтяная залежь, наличие аномально высокого пластового давления (АВПД)	Массивно-пластовая нефтяная залежь
Глубина залегания, м	3750÷5360	2568 (скв. 19)÷3264 (скв. 5)	3096 (скв. 62)÷4511 (скв. 3)	3800÷4800	3867÷541 (ВНК не выявлен)	3970÷5300
Литогенетические особенности	Известняки органические (преобладают биогермные, биоморфные, биоморфно-детритовые); доломиты замещения (мелкозернистые, известковые)	Известняки органические (преобладают биоморфные, биоморфно-детритовые); доломиты замещения (мелкозернистые, известковые)	Известняки органические (преобладают биогермные, биоморфные, биоморфно-детритовые); доломиты замещения (мелкозернистые, известковые)	Известняки биогермные, биоморфные, биоморфно-детритовые, обломочные, водорослевые	Известняки биогермные, биоморфные, биоморфно-обломочные, фораминиферово-водорослевые	Известняки биогермные, биоморфные, биоморфно-детритовые, обломочные, фораминиферово-водорослевые
Постседиментационные процессы	Перекристаллизация – сильная, доломитизация – сильная, выщелачивание – унаследованное и новообразованное	Выщелачивание – сильное, унаследованное и новообразованное, доломитизация – сильная, кальцитизация – умеренная	Кальцитизация – сильная, перекристаллизация – средняя	Доломитизация с сохранением реликтово-органической структуры известняков	Активные процессы перекристаллизации и кальцитизации, незначительная доломитизация, выщелачивание (несколько этапов). Особенность – наличие черного ОВ	Интенсивные выщелачивание и перекристаллизация. Особенность – наличие черного ОВ

Геологическая характеристика		Карбонатные платформы					
		Карачаганакская Карачаганак	Жаназольская Жанажол	Темирская Кенкияк	Южно-Эмбинская Бекбулат	Тенгиз-Кашаганская Тенгиз	Королёвское
Трещиноватость		Интенсивная, повсеместная, трещины различной ориентировки	Интенсивная, преобладает горизонтальная ориентировка, местами наклонная	Интенсивная, преобладает наклонная ориентировка	Горизонтальная и наклонная ориентировка	Повсеместное развитие трещиноватости и кавернозности	Трещиноватость и развитие новообразованной кавернозности
Типы и классы коллекторов		Поровый (III–IV классы), сложный, каверново-трещинный, трещинный	Поровый (I–II классы), сложный, каверново-трещинный, трещинный	Поровый (V–VI классы), сложный, порово-трещинный, трещинный	Поровый, сложный, порово-трещинный, трещинный	Поровый, трещинный, порово-трещинный, порово-каверново-трещинный	Поровый (III–IV классы), характерное развитие сложного поровокаверново-трещинного коллектора
Характер пространственного распространения коллекторов		Линзовидный, пятнистый	Выдержанный пластовый	Невыдержанный пластовый	Пластовый	Линзовидный	

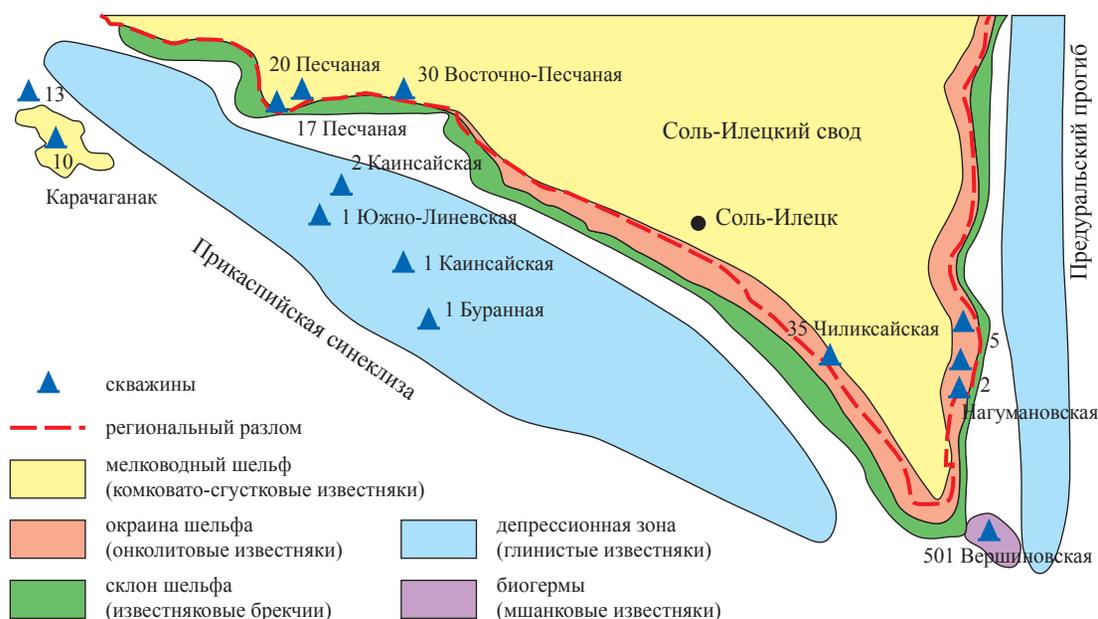


Рис. 5. Схема распространения карбонатных фаций верхней части артинского яруса в бортовых зонах Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба

- в северной части Прикаспийской впадины карбонатонакопление продолжалось наиболее длительный период, что обеспечило формирование мощной Карачаганакской платформы с широким стратиграфическим диапазоном отложений – от позднего девона до ранней перми включительно;

- в восточной и юго-восточной частях Прикаспийской впадины за счет сближения Палео-Урала и Северо-Устюртского блока с краем Восточно-Европейской плиты область карбонатонакопления резко сократилась, и карбонатные платформы Темирская, Жанажольская и Южно-Эмбинская образовали узкую полосу. Процессы карбонатонакопления подавлялись привносом большого количества терригенного материала с прилегающей суши;

- Южно-Эмбинская карбонатная платформа значительно моложе Тенгиз-Кашаганской. Карбонатные отложения в ее пределах занимают более узкий стратиграфический интервал: с конца нижнего карбона – раннего визе до ассель-сакмарского яруса нижней перми включительно;

- на Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформе присутствуют крупные атоллы, к которым приурочены месторождения Тенгиз, Кашаган, Королёвское и др.;

- толщина карбонатных отложений Темирской платформы почти вдвое меньше, чем Тенгиз-Кашаганской, несмотря на более широкий стратиграфический диапазон первой,

что объясняется ее близостью к тектонически активным зонам Южного Урала. На Темирской платформе рифовые постройки отсутствуют либо развиты в значительно меньшей степени;

- анализ разрезов подсолевого палеозоя Прикаспия позволяет сделать вывод об унаследованном развитии литолого-фациальных зон палеозойских карбонатных платформ и их приуроченности к крупным тектоническим элементам. С ареалами палеозойских карбонатных платформ связано большинство месторождений УВ вдоль бортов впадины;

- в пределах Прикаспийской впадины отмечается закономерное распределение (с востока на запад) месторождений УВ различного фазового состояния. Так, на восточном и юго-восточном бортах располагаются нефтегазовые и нефтяные месторождения, на остальной территории (на юго-западном и западном бортах) установлены и прогнозируются к открытию нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения. Рассматриваемые крупнейшие месторождения УВ отличаются (с востока на запад) составом пластовых флюидов: Тенгиз, Кашаган – нефтяные; Жанажол – нефтяное с газовой шапкой; Карачаганак – газоконденсатное с нефтяной подушкой; Астраханское – газоконденсатное. В ходе исследований авторами установлено, что указанная закономерность распространяется на все месторождения УВ в пределах Прикаспийской впадины, независимо от величины запасов, типа залежи и стратиграфи-

ческого интервала ее залегания, а также от литологии пород-коллекторов. Подтверждением этому служит работа [22] (см. табл. 9 там же), где приводится детальная географическая при-

вязка месторождений УВ (названия областей на территории Республики Казахстан даются по состоянию на 01.01.1987 г.).

Список литературы

1. Абилхасимов Х.Б. Сравнительная характеристика палеозойских карбонатных платформ Прикаспийской впадины / Х.Б. Абилхасимов // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3.
2. Абилхасимов Х.Б. Закономерности пространственного размещения природных резервуаров Прикаспийской впадины / Х.Б. Абилхасимов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6.
3. Абилхасимов Х.Б. Литолого-фациальные особенности распространения коллекторов и экранов в верхнепалеозойских отложениях юго-востока Прикаспийской синеклизы: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Абилхасимов Х.Б. – М.: ВНИГНИ, 1999.
4. Абилхасимов Х.Б. Условия формирования природных резервуаров подсоловых отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности: дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Абилхасимов Х.Б. – М.: ВНИГНИ, 2009.
5. Байгамбетов Б.К. Условия формирования пород-коллекторов в подсоловом продуктивном карбонатном комплексе восточного борта Прикаспийской впадины: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Байгамбетов Б.К. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2005.
6. Крылов Н.А. Прогноз нефтегазоносности подсолового палеозоя востока и юго-востока Прикаспия / Н.А. Крылов, А.А. Аксенов, В.П. Авров и др. – М.: Наука, 1992.
7. Крылов Н.А. Геологическая модель подсолового комплекса Прикаспийской впадины и нефтегазоносность / Н.А. Крылов, В.П. Авров, З.В. Голубева // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.
8. Куандыков Б.М. Структурно-формационные комплексы и перспективы нефте-газоносности подсоловых отложений южных районов Прикаспийской впадины: автореф. дисс. ... д-ра геол.-минер. наук / Куандыков Б.М. – Алматы, 1986.
9. Кирюхин Л.Г. Особенности строения и развития подсолового комплекса Прикаспийской впадины / Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, В.Н. Копытченко и др. – М.: ВНИГНИ, 1978. – Вып. 208.
10. Жолтаев Г. Ж. Тектоника Большого Каспия // Нефть и газ. – 2003. – № 1.
11. Клещев К.А. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа / К.А. Клещев, А.И. Петров, В.С. Шеин. – М.: Недра, 1995.
12. Эльдерханова О.Р. Закономерности распространения карбонатных коллекторов и ловушек углеводородов в пределах Прикаспийской впадины / О.Р. Эльдерханова, И.Л. Дагаев // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2010. – № 4 (25).
13. Кузнецов В.Г. О некоторых терминах карбонатной седиментологии / В.Г. Кузнецов // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 2002. – Вып. 3. – Т. 77.
14. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории / Дж.Л. Уилсон; пер. с англ. – М.: Недра, 1980.
15. Багринцева К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1999.
16. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К.И. Багринцева, А.Н. Дмитриевский, Р.А. Бочко. – М.: Недра, 2003.
17. Воцалевский Э.С. Эволюция позднепалеозойских карбонатных платформ юга Прикаспийской впадины / Э.С. Воцалевский, В.М. Пилифосов, Д.А. Шлыгин и др. // Геодинамика и минерагения Казахстана. – Ч. 2. – Алматы, 2000.
18. Dorobek S.L. Synorogenic carbonate platforms and reefs in foreland basins: controls on stratigraphic evolution and platform/reef morphology / S.L. Dorobek // Stratigraphic evolution of foreland basins: SEPM Special publication. – 1995. – № 52.
19. Scholle P.A. Carbonate depositional environment / P.A. Scholle, D.G. Bebout, C.H. Moor et. al // AAPG Memoir. – Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1991. – V. 33.

20. Яншин А.Л. Структура палеозойского подсолевого комплекса северо-востока Прикаспийской впадины / А.Л. Яншин, Ю.А. Волож, И.Н. Капустин и др. // Изв. АН СССР. – 1977. – № 11. – (Серия «Геология»).
21. Пантюшев Ю.А. Перспективы нефтегазоносности Енбекско-Жаркамысского поднятия восточного борта Прикаспийской впадины / Ю.А. Пантюшев. – Алматы: Геоинжиниринг, 2010. – № 2 (9).
22. Нефтяные и газовые месторождения СССР: справочник / под ред. С.П. Максимова. – Кн. 1: Европейская часть СССР. – М.: Недра, 1987.
23. Белонин М.Д. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Каспийского региона / М.Д. Белонин, А.И. Димаков, Н.С. Окнова // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы: Казахстанское геологическое общество, 2004.
24. Журавлев В.С. Сравнительная тектоника экзогональных впадин Русской платформы / В.С. Журавлев // Тр. XXII сессии МГК: докл. сов. геол. – М.: Наука, 1964.
25. Золотов А.Н. Прогноз нефтегазоносности подсолевого комплекса Прикаспийской впадины / А.Н. Золотов, Н.А. Крылов, В.П. Авров и др. – М.: Труды ИГиРГИ, 1989.
26. Мазарович А.О. Строение юго-востока Восточно-Европейской платформы (Прикаспийская впадина). Каспийское море / А.О. Мазарович. – М.: МГУ, 2006.
27. Соколов В.Л. Историко-геологическая модель и главные зоны нефтегазоаккумуляции Прикаспийской впадины / В.Л. Соколов // Труды МИНХ и ГП. – М.: МИНХ и ГП, 1985. – Вып. 190.
28. Сюдюков А.З. Литология, фации и нефтегазоносность карбонатных отложений / А.З. Сюдюков. – М.: Наука, 1975.
29. Фотиади Э.Э. О крупных элементах тектоники юго-востока Европейской части СССР / Э.Э. Фотиади // Труды ВНИГРИ. – М.: ВНИГРИ, 1956. – Вып. 96 – 4.1. – (Новая серия).
30. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы / Р.О. Хачатрян. – М.: Наука, 1979.

УДК 553.98 (571.53)

А.В. Ахияров, К.М. Семёнова

Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс и его литолого-фациальные и стратиграфические аналоги в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: перспективы нефтегазоносности и возможные осложнения при бурении

В связи с наличием проектов промышленной разработки Ковыктинского газоконденсатного, Марковского, Верхнечонского нефтегазоконденсатных и других месторождений на юге Сибирской платформы повышается актуальность поисков новых залежей углеводородов (УВ) и не только в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. К перспективным территориям отнесены также Предпатомский прогиб и Ангаро-Ленская ступень (рис. 1). Работы последних десятилетий позволяют оптимистично оценивать карбонатные коллекторы галогенно-карбонатного комплекса трещинного и кавернозного типов, из чего следует необходимость изучения геологического строения осадочного чехла в вышеназванном стратиграфическом интервале [1].

Актуальность изучения бельско-булайского комплекса обусловлена в том числе высокой подвижностью Сибирской платформы, что создает дополнительные трудности при бурении (рапопроявления и прочее) и приводит к разрушению законсервированных скважин, а это оборачивается весьма серьезными эколого-экономическими последствиями [1].

Осадочный чехол в пределах исследуемой территории представлен рифей-вендскими, палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями, включающими Байкало-Патомский и Ангаро-Ленский прогибы. По литолого-структурным особенностям выделяют соленосный (галогенно-карбонатный), подсолевой и надсолевой комплексы (рассмотрение двух последних выходит за рамки настоящей работы). В подсолевой комплекс входят терригенные отложения трехчленного байкальского комплекса (голоустенская, улунтуйская и качергатская свиты верхнего протерозоя или рифея), а также непской свиты венда. Соленосный комплекс традиционно начинается с отложений усольской свиты нижнего кембрия, однако вскрытие бурением тирских солей на Пилюдинской, Рассохинской и других площадях дает основание включать в этот комплекс отложения тирской и даниловской свит венда.

Кроме усольской в соленосный комплекс входят отложения бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свит нижнего и среднего кембрия. Это пестроцветные переслаивающиеся породы – преимущественно эвапориты, известняки, доломиты, ангидриты. Внутри этой толщи отчетливо выделяются отдельные пласты карбонатов – осинский пласт в низах усольской свиты, бельские карбонаты, булайский пласт (переслаивание доломитов и каменных солей с прослоями ангидритов и известняков), а также множество более мелких прослоев, придающих жесткость соленосному комплексу и способствующих передаче напряжений на большие расстояния. В то же время пластичные соли обеспечивают высокую подвижность пород этого комплекса: здесь фиксируется большинство горизонтов скольжения.

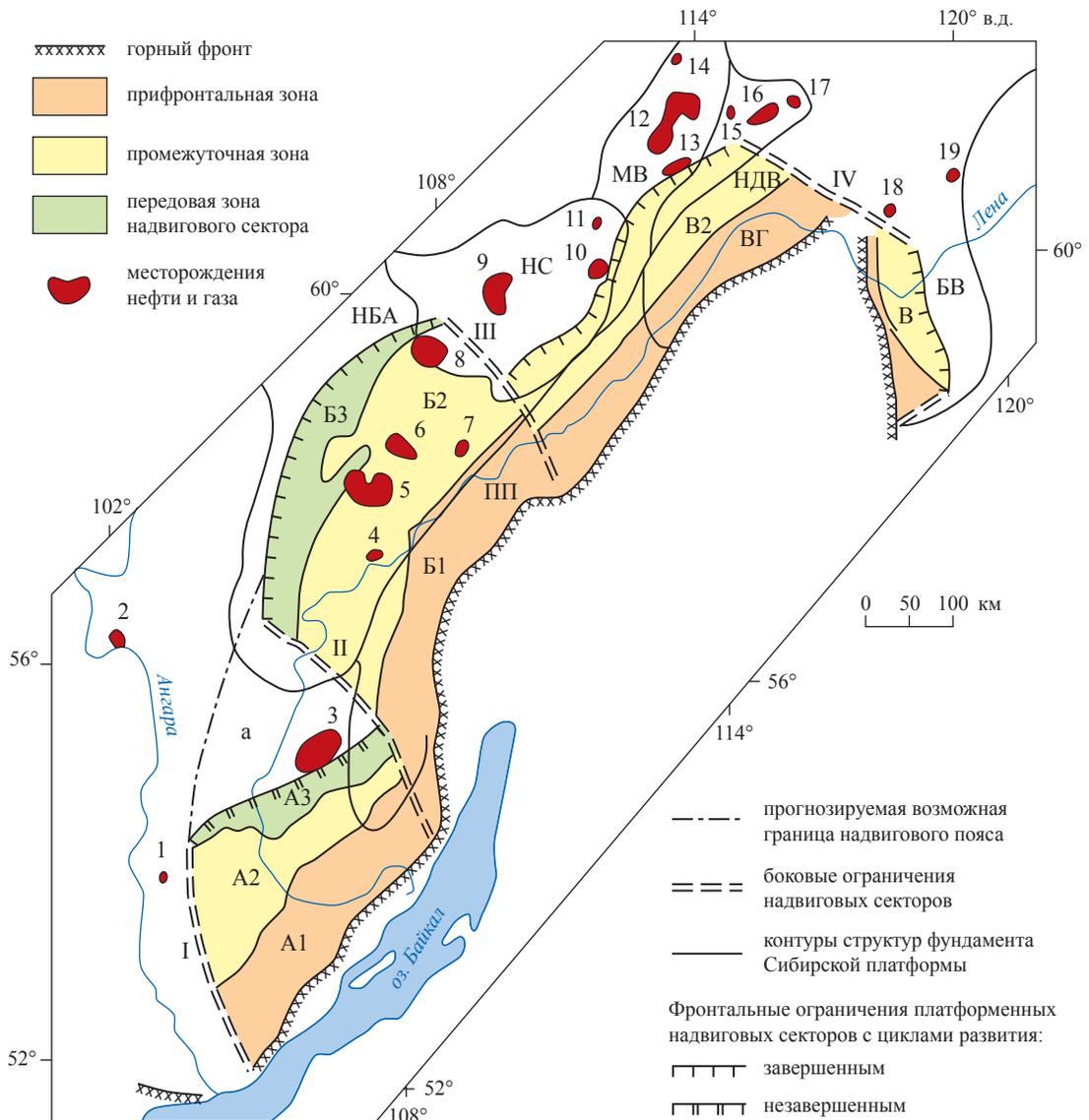
При этом нельзя не принимать во внимание тот факт, что отложения бельской и булайской свит (которые в совокупности и формируют бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс) в разные годы оценивались разными исследователями неоднозначно как в аспекте стратификации, так и в плане потенциальной нефтегазоносности [2–11].

Ключевые слова:

Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс, зоны предполагаемых рапопроявлений, перспективные горизонты бельской и булайской свит, осинско-нижнебельский межрегиональный резервуар.

Keywords:

Bielsko-bulaysky halogen-carbonate complex, zone of alleged brine manifestations prospective horizons of Belsko-bulayskaya sequence, Osinsko-Nizhnebel'sky interregional reservoir.



Месторождения нефти и газа: 1 – Атовское; 2 – Братское; 3 – Ковыктинское; 4 – Марковское; 5 – Ярактинское; 6 – Дулисминское; 7 – Пилюдинское; 8 – Даниловское; 9 – Верхнечонское; 10 – Нижнехамакинское; 11 – Кюельское; 12 – Среднеботуобинское; 13 – Хогото-Мурбайское; 14 – Маччобинское; 15 – Иктехское; 16 – Верхневилючанское; 17 – Вилуйско-Джербинское; 18 – Березовское; 19 – Кэдэргинское.

Зоны Предбайкальского надвигового сектора: А1 – Божеханская; А2 – Верхоленская; А3 – Жигаловская.

Зоны Аkitкано-Непского надвигового сектора: Б1 – Киренгская; Б2 – Марковско-Ичерская; Б3 – Непская.

Зоны Предпатомского надвигового сектора: В – Березовская; В1 – Приленская; В2 – Ботуобинская.

Боковые ограничения: I – Приангарское; II – Байкало-Усть-Кутское; III – Ичеро-Чайское; IV – Уринское. а – Ковыктинская зона разрушения осадочного чехла.

Структуры фундамента: НБА – Непско-Ботуобинская антеклиза; НС – Непский свод; МВ – Мирнинский выступ; ПП – Предпатомский прогиб; НДВ – Нюйско-Джербинская впадина; БВ – Березовская впадина

Рис. 1. Схема строения Предбайкало-Патомского надвигового пояса

Во всем многообразии официальных экспертных оценок и частных мнений (начиная с 1970-х гг.) можно выделить три основных направления:

1) булайская свита не имеет самостоятельного стратиграфического значения, а является

подсвитой вышезалегающей ангарской свиты. Как потенциальный резервуар для поисков промышленных скоплений УВ не рассматривается (как, впрочем, и бельская) (Г.Г. Шемин, В.А. Каширцев, В.И. Демин, Ю.Н. Карагодин, А.В. Мигурский и др.);

2) бельская и булайская свиты – это две равновеликие стратиграфические единицы, образующие два мегарегиональных резервуара (соответственно, бельский и булайский), которые занимают ареал в пределах южной и центральной частей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) (И.П. Варламов, А.Э. Конторович, В.М. Лебедев, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади и др.);

3) перспективной для поисков УВ является только нижнебельская подсвита, но совместно с отложениями усольской свиты в стратиграфическом интервале осинского горизонта (осинско-бельский резервуар) (Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, В.Н. Богданова, Н.Е. Гушина, М.А. Замятин, А.М. Казаков и др.).

Рассмотрим отложения бельской и булайской свит.

Бельский межрегиональный резервуар занимает южную и центральную части Лено-Тунгусской НГП (рис. 2). Он ограничен областью распространения солей в верхней подсвите бельской свиты.

Проницаемая толща резервуара представлена, главным образом, нижней подсвитой бельской свиты, в которой установлены христофоровский и атовский горизонты. Общая мощность проницаемой части резервуара достигает 300 м, флюидоупора – 70÷525 м. Площадь резервуара – 1140 км² [2, 4].

Христофоровский горизонт – низы бельской свиты – образован переслаиванием известняков, доломитов, глинистых доломитов и ангидрито-доломитов. В нижней и верхней его частях преобладают более чистые разновидности карбонатов. На Христофоровской площади из пород горизонта получены притоки газа (дебитом 26 тыс. м³/сут) и нефти (250÷300 л/сут). На Преображенской площади карбонатные породы христофоровского горизонта характеризуются открытой пористостью 0,48÷16 %, межзерновой проницаемостью 0÷42,3 мД, по макро-трещинам – 17,7 мД (средняя), на Шамановской площади пористость – 0,09÷12,2 %, проницаемость – 8,4 мД.

Нижнебельская подсвита в Присяяно-Енисейской синеклизе слагается доломитами, микро-, тонко-, мелко- и среднезернистыми, часто с комковатой, сферолитовой структурами, иногда глинистыми или алевролитово-песчанистыми с прослоями доломитовых и доломитизированных известняков и мергелей. Открытая по-

ристость в породах составляет 1,0÷12,5 %, в кавернозных доломитах она увеличивается до 20 %. Проницаемость здесь достигает 16,5÷43 мД (по трещинам – до 60 мД), а в единичных случаях – 600÷1030 мД. Часть пор заполнена солью [4].

На Камовском своде Байкитской антеклизы открытая пористость в карбонатных породах нижнебельской подсвиты составляет 0,4÷8,2 % (в среднем 3,3÷4,6 %), в районе Нижнего Приангарья – 2,4÷37 %.

Из отложений *атовского горизонта* – кровля нижнебельской подсвиты – на Атовской площади получены притоки газа дебитом 18 тыс. м³/сут. Горизонт сложен доломитами и известняками с открытой пористостью 0,5÷16 %, проницаемостью до 83 мД [12].

Разрез верхнебельской подсвиты представлен солями, микрозернистыми доломитами, мергелями, сульфатно-доломитовыми породами, реже с прослоями терригенных пород.

Породы верхнебельской подсвиты в отдельных ее частях также обладают достаточно высокими коллекторскими свойствами. На Камовском своде пористость карбонатов верхнебельской подсвиты равна 0,3÷9,5 % (в среднем 4,6÷5,5 %). Это стилолитизированные кавернозные с форменными элементами доломиты с примесью терригенного материала. В терригенных разностях пористость находится в пределах 2÷15 % (в среднем 5÷10 %), в карбонатах – 2÷22 % (в среднем 4÷18 %), по шлифам – (вторичная) до 25 %. Проницаемость пород изменяется от 0,5 до 25 мД.

На территории Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз бельский резервуар характеризуется как резервуар среднего качества (III класс) [13]. На остальной территории предполагается среднее и низкое качество резервуара – III и IV классы [13].

Булайский региональный резервуар распространен в южной и центральной частях Лено-Тунгусской НГП, площадь его ограничена областью распространения соленосного флюидоупора ангарской свиты (см. рис. 2). Результаты бурения Лиственничной, Полигусской и Тутончанской скважин, вскрывших бессолевыми разрезами на уровне ангарской свиты, позволили достаточно точно ограничить зону распространения солей [9]. Резервуар включает карбонатные породы булайской свиты, нижнюю часть ангарской свиты в качестве проницаемого комплекса и соленосную ее

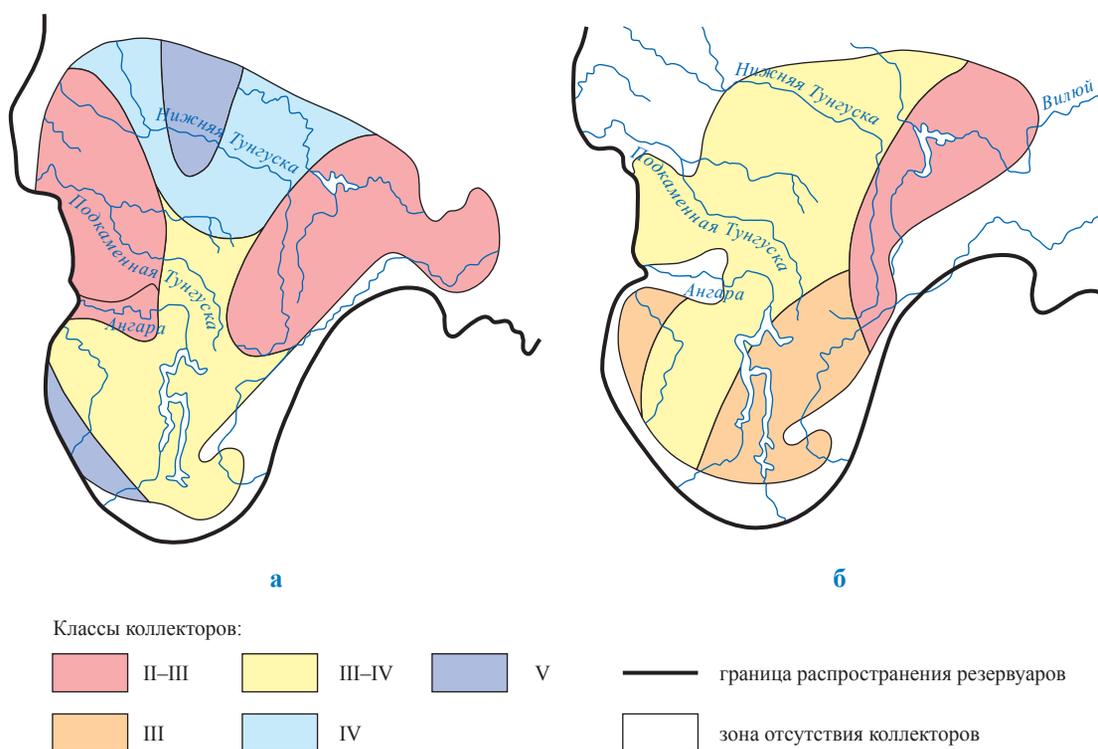


Рис. 2. Ареалы распространения и схемы прогноза качества коллекторов бельского (а) и булайского (б) резервуаров [4, 15]

часть в качестве флюидоупора. Мощность коллекторской части резервуара – 100÷180 м, флюидоупора – до 250 м. Площадь, занятая резервуаром, равна 790 тыс. км². В верхней части булайской свиты установлен *биркинский горизонт* – доломиты, глинистые и алевролитопесчаные доломиты, ангидритизированные доломиты, известняки. Дебиты газа из горизонта – 50÷80 тыс. м³/сут. Открытая пористость пород невелика – 0,8÷2,5 %, отмечены каверны до 2 мм. Проницаемость пород по трещинам – до 70÷80 мД. Отложения булайской свиты в Присяяно-Енисейской синеклизе представлены микрозернистыми доломитовыми известняками, часто комковатыми, органогенно-обломочными, с включениями водорослевых и известковистых доломитов замещения. Значения открытой пористости пород булайской свиты невысокие – 1,5÷6,5 % (в среднем 2÷3 %), и только на Среднинском профиле встречены прослои с пористостью 10÷25 % и проницаемостью отдельных образцов кавернозных доломитов от 10 до 430 мД. Удельная поверхность трещин в карбонатах – 5÷60 м²/м³. Открытая пористость пород булайской свиты на Камовском своде – 0,5÷15 % (в среднем 2,5÷3,0 %). На Кулумбинской площади в нижней части свиты распространены глинистые, анги-

дритизированные и микрофитолитовые доломиты, доломито-ангидриты, мергели и аргиллиты. Выше залегают битуминозные, сгустковые, микрофитолитовые разномерные доломиты, иногда окремненные, засоленные, редко с ангидритом. Открытая пористость пород – 1÷3 %, до 5÷10 % каверн заполнены солью, а на Тайгинской площади такие каверны составляют 10÷30 %. На Шамановской площади дебит газа из карбонатов биркинского горизонта составляет 57,6 м³/сут. На Непско-Ботуобинской антеклизе керн из этих интервалов не поднимался. Однако в скважинах отмечались зоны поглощения бурового раствора, выброс газа на Верхневилучанском месторождении, что позволяет положительно оценивать коллекторские свойства пород булайской свиты. В отложениях ангарской свиты Присяяно-Енисейской синеклизы существенную роль играют песчано-алевритовые породы. Среди песчаников встречаются средне-мелкозернистые, мелкозернистые, крупно-среднезернистые и неравномернозернистые полевошпат-кварцевые, слюдяные и полевошпат-кварцевые разности. Количество цемента в них изменяется от 15 до 45 % (чаще более 20 %). Пористость в песчаниках и алевролитах изменяется от 2 до 18 % при средних значениях 9÷11 %. В карбонатных по-

родах Присяяно-Енисейской синеклизы пористость – $1,5 \div 20$ % (в среднем $5 \div 6$ %), проницаемость – менее 1 мД. Породы трещиноватые. По данным [3, 14], удельная поверхность трещин на Троицкой площади составляет $62 \text{ м}^2/\text{м}^3$, трещинная проницаемость – до 190 мД; на Мурманской площади удельная поверхность трещин – $30 \div 80 \text{ м}^2/\text{м}^3$. В пределах Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы в описываемом резервуаре в верхней и средней частях ангарской свиты выделен *бильчирский горизонт* мощностью $110 \div 120$ м, представленный доломитами с включением песчаного и алевроитового материала с прослоями солей и сульфатов [4]. Притоки нефти из горизонта получены на Непской, газа и конденсата – на Южно-Усть-Кутской, Марковской (скв. 5), Христофоровской, Биркинской и Бильчирской (дебит газа составил $75 \div 100$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$) площадях. Как уже упоминалось, экранируются карбонатные коллекторы солями ангарской свиты. Наиболее насыщена ими верхняя ее часть. Например, на Ванаварской площади соли в ангарской свите составляют 48 % от ее мощности, на южном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы – до 70 %, на севере – до 40 %. В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы этот резервуар по качеству отнесен ко II и III, на Ангаро-Ленской ступени к III, в Присяяно-Енисейской синеклизе к III–IV классам [7].

Осинский резервуар регионально выдержан на территории юга и центральной части Сибирской платформы в отложениях усольской свиты нижнего кембрия. В проницаемой части он состоит из пород осинского продуктивного горизонта мощностью $50 \div 100$ м [2, 4]. Его максимальная мощность отмечена в Присяяно-Енисейской синеклизе, минимальная – на юге Ангаро-Ленской ступени. Флюидоупором в резервуаре служат карбонатно-галогенные породы надосинской пачки усольской свиты мощностью $100 \div 200$ м.

В разрезе осинского горизонта преобладают известняки и доломиты, в подчиненном количестве присутствуют прослои ангидритодоломитов, ангидритов, редко мергелей, аргиллитов и солей. Однако осинский горизонт неоднороден по своему составу и строению. Доломиты доминируют в Присяяно-Енисейской синеклизе и Ангаро-Ленской ступени, известняки – в Непско-Ботуобинской антеклизе, более или менее равномерно эти породы распределены между собой в Камовском своде. На северо-

востоке Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) в горизонте преимущественно доломитового состава до 15 % составляют прослои аргиллитов. Существенная особенность пород осинского горизонта – значительное содержание водорослевых и микрофитолитовых образований, присутствие скелетной органики, составляющей иногда $60 \div 90$ % породы. Наблюдается двух- и трехчленное строение разрезов, причем обогащение пород водорослевыми компонентами большей частью свойственно средним участкам разрезов. Преимущественно в горизонте распространены коллекторы смешанного типа: порово-каверновые, каверново-поровые, трещинно-поровые, кавернозные и трещинно-поровые, стилолитово-поровые и поровые [8, 15, 16]. Среди пустот встречаются поры остаточные, седиментогенные, перекристаллизации, каверны, выщелачивания и прослойные макро- и микротрещины. Размеры пор – $0,016 \div 0,8$ мм (в среднем $0,08 \div 0,17$ мм), каверн – до 15 мм. Удельная поверхность тектонических трещин – до $25 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Благоприятные факторы для формирования коллекторов – образование биогенных построек и постседиментационные процессы перекристаллизации и выщелачивания. Осинский горизонт перекрыт карбонатно-галогенными породами. На рис. 3 представлены схематические карты осинского и нижнебельского резервуаров. Коллекторы распространены на значительной территории Непско-Ботуобинской антеклизы и перекрыты карбонатно-галогенными породами. Некоторые исследователи [4] отнесли эти зоны к резервуарам высокого и среднего качества. Открытая пористость пород – $0,5 \div 24$ %, межзерновая проницаемость – в основном $(0,1 \div 269) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, трещинная проницаемость – от 0 до $48 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

На значительных территориях Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени распространены резервуары с коллекторами низкого качества (IV класс), что обусловлено отсутствием коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость пород в этих районах – $0,2 \div 10$ %, межзерновая проницаемость – $(0 \div 15) \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$, трещинная – $(0 \div 3) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, редко до $25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. На Байкитской антеклизе в проницаемой части резервуар представлен породами с открытой пористостью $0,1 \div 10$ %, межзерновой проницаемостью $(0 \div 7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, трещинной проницаемостью $(0 \div 167) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (иногда более). Учитывая высокие экранирующие

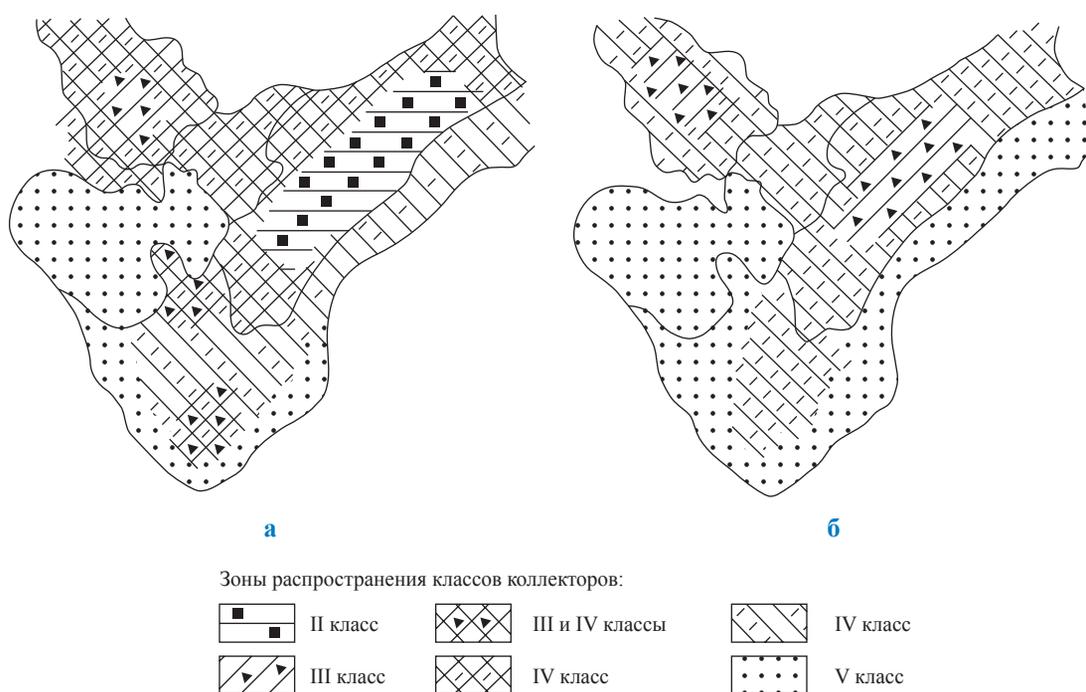


Рис. 3. Ареалы распространения и схемы прогноза качества коллекторов осинского (а) и нижнебельского (б) резервуаров нижнего кембрия центральной и южной частей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [4, 15]

свойства пород флюидоупора, качество резервуара в целом оценивается этими исследователями как среднее, а его отдельных участков – как низкое.

В Присяяно-Енисейской зоне и прибортовых участках платформы на юге и юго-востоке фактически отмечается отсутствие промышленного резервуара нефти и газа, пористость пород – менее 5 % (практически непроницаемы), единичны прослои коллекторов VI класса (проницаемость – менее $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Нижнебельский межрегиональный резервуар занимает южную и центральную части Лено-Тунгусской НГП, мощность его проницаемой части – до 300 м, флюидоупора – 70÷525 м.

Проницаемая часть резервуара представлена породами нижнебельской подсвиты (преимущественно известняками и доломитами, в подчиненном количестве встречаются аргиллиты, мергели, ангидрито-доломиты, ангидриты). Вблизи обрамления Присяяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени до 45 % разреза нижнебельской подсвиты составляют песчаники и алевролиты, разнообразные по гранулометрическому составу и количеству полиминерального цемента. В центральных частях Присяяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени 50÷100 % раз-

реза сложены доломитами, прослои известняков составляют до 25 % от мощности разреза. Встречаются также прослои мергелей, аргиллитов, соли сульфатов. Породы стилолитизированные и трещиноватые. Известняки преобладают в разрезах подсвиты на Камовском своде и Катангской седловине, на юго-западе Непско-Ботуобинской антеклизы (50÷75 %), а доломиты и глинистые породы имеют подчиненное значение, редко отмечаются маломощные прослои каменной соли [2, 4, 15].

На остальной части Непско-Ботуобинской антеклизы доминируют доломиты, второстепенная роль принадлежит известнякам и аргиллитам.

В нижнебельском резервуаре два продуктивных горизонта: христофоровский (нижняя часть нижнебельской подсвиты) и атовский (кровельная часть нижнебельской подсвиты).

Флюидоупором в нижнебельском резервуаре служат соленосные отложения нижнебельской подсвиты, на большей части территории представленные мощными пластами каменной соли, переслаивающимися глинистыми доломитами, мергелями, сульфатно-доломитовыми породами. Вблизи обрамления в одних разрезах доминируют алевролиты, подчиненное значение имеют песчаники, доломиты, редко встречаются аргиллиты, в дру-

гих главная роль принадлежит доломитам, остальные типы пород имеют подчиненное значение. В южных районах в разрезах флюидоупора пласты каменной соли (мощностью 10÷25 м) составляют 25÷50 %, по направлению к центру (Непско-Ботуобинская антеклиз, Катангская седловина, значительная часть Ангаро-Ленской ступени) ее содержание увеличивается до 50÷75 %. Пласты каменной соли служат надежным экраном потенциально продуктивных горизонтов.

Лучшими качествами для формирования и сохранения УВ обладает резервуар в пределах Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Катангской седловины. Здесь распространены коллекторы с межзерновой проницаемостью $(0\div 403) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, трещинной проницаемостью $(0\div 5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, открытой пористостью 0,2÷21 % (в основном 5÷10 %), иногда прослоями до 15÷21 %. Породы экранированы пластами каменной соли и глинистых доломитов. Из отложений атовского горизонта в кровле нижнебельской подсвиты (Атовская площадь) получены притоки газа. Горизонт сложен известняками и доломитами с проницаемостью до $83 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и открытой пористостью 0,5÷16 %. Разрез верхнебельской подсвиты представлен солями, доломитами, мергелями, ангидрито-доломитами, иногда с прослоями терригенных пород. Внутри разреза верхнебельской подсвиты выявлены пласты возможных коллекторов УВ [4]. Это кавернозные карбонатные породы пористостью 2÷22 % (в среднем 4÷18 %) и песчаники пористостью 2÷15 % (в среднем 5÷10 %). Однако пласты каменной соли и ангидритов надежно экрануют проницаемую часть нижнебельского резервуара.

Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс в пределах Ковыктинского лицензионного участка

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) в соответствии с принятым нефтегазгеологическим районированием находится в пределах Ангаро-Ленской НГО. Глубоким бурением выявлен ряд перспективных объектов, которые могут содержать залежи УВ (рис. 4). Перспективные горизонты сверху вниз по разрезу можно объединить в три группы, соответствующие комплексам осадочных образований определенного генезиса:

- келорский, бильчирский, биркинский, атовский, христофоровский, балыхтинский и

осинский горизонты, входящие в состав галогенно-карбонатного комплекса;

- усть-кутский, относящийся к сульфатно-карбонатному;
- парфеновский (с доказанными промышленными запасами УВ), боханский и базальный, приуроченные к терригенному комплексу.

Следует отметить, что, по данным ОАО «РУСИА Петролеум» 2004 г., в процессе поисково-разведочного бурения на Ковыктинском ГКМ в исследуемом интервале разреза были отмечены не только косвенные признаки нефтегазоносности, но и участки интенсивного рапопроявления (рис. 5), что создавало значительные осложнения при бурении скважин: некоторые из них даже не подлежали капремонту из-за так называемого соляного столба – перелив рапы через устье. Капремонт остальных скважин накладывал на недропользователя значительное финансовое бремя, так как фактически это означает бурение скважины усложненной конструкции и по специальной технологии, а именно:

- проходка галогенно-карбонатной толщи на утяжеленном растворе с удельным весом 2,2 г/см³, для которого требуется весьма сложная технология утилизации;
- использование нестандартной обсадной колонны, выдерживающей горное давление 42÷45 МПа (вместо привычных 8÷9 МПа).

Нелбинско-Толбачанский нефтегазоносный карбонатный комплекс (НГКК) как литолого-стратиграфический аналог бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса. Чаяндинское НГКМ

На территории юго-западной Якутии стратиграфическому уровню бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса геохронологически и литолого-фациально соответствуют отложения нелбинской, толбачанской и эльгянской свит, которые здесь повсеместно характеризуются повышенной глинистостью и незначительной трещиноватостью; пористость их уменьшается до долей процента, а проницаемость практически равна нулю (рис. 6).

Некоторыми исследователями [11] эти отложения отнесены к нелбинско-толбачанскому НГКК, отложения которого, на их взгляд, бесперспективны для поисков сколько-нибудь значительных скоплений УВ. Нефтегазопроявления в карбонатах этого комплекса установлены лишь в пределах Непско-Ботуобинского

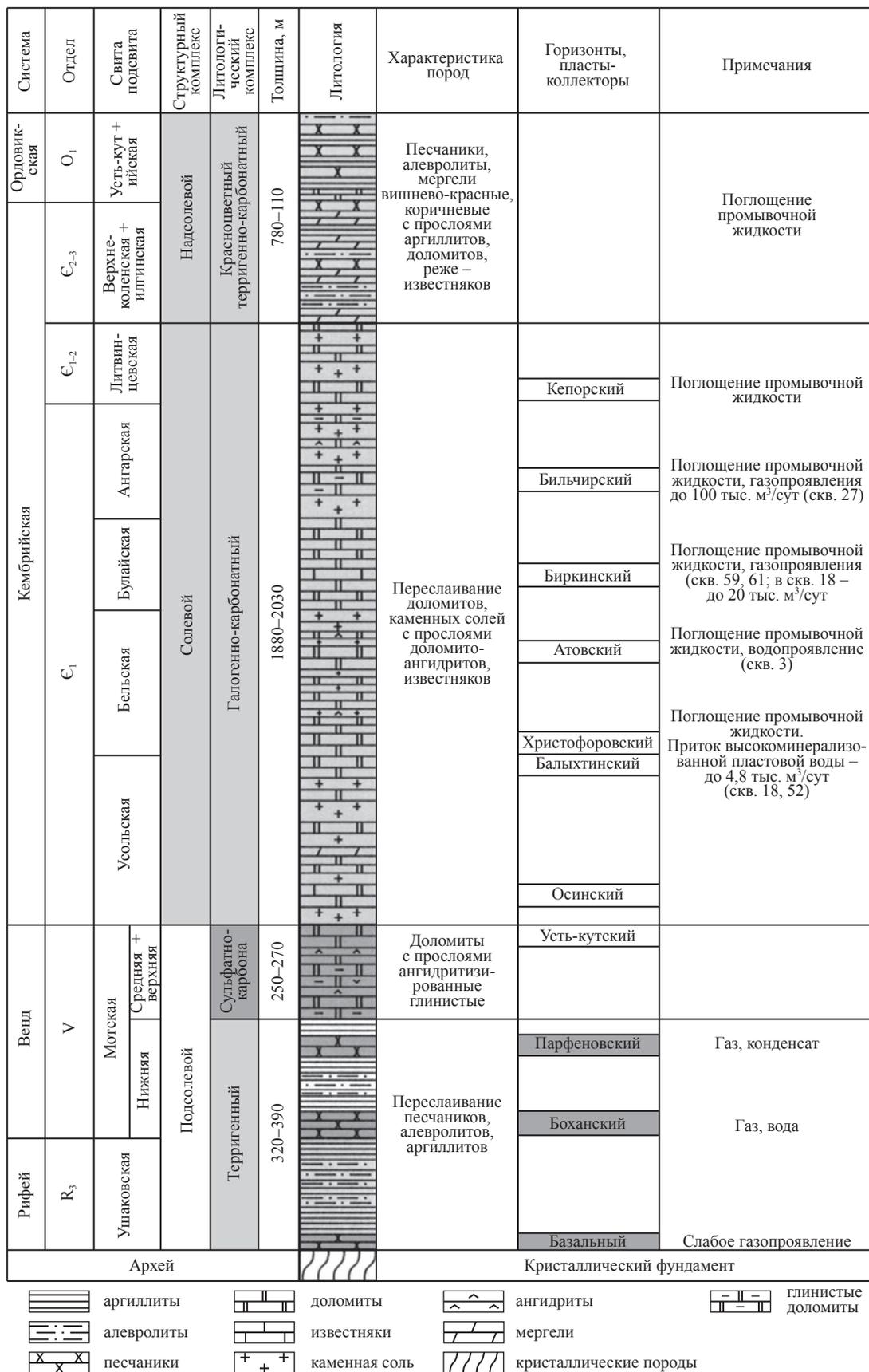


Рис. 4. Ковыктинское ГКМ. Расположение перспективных горизонтов бельской и булайской свит в литолого-стратиграфическом разрезе (по данным ОАО «РУСИЯ Петролеум»)

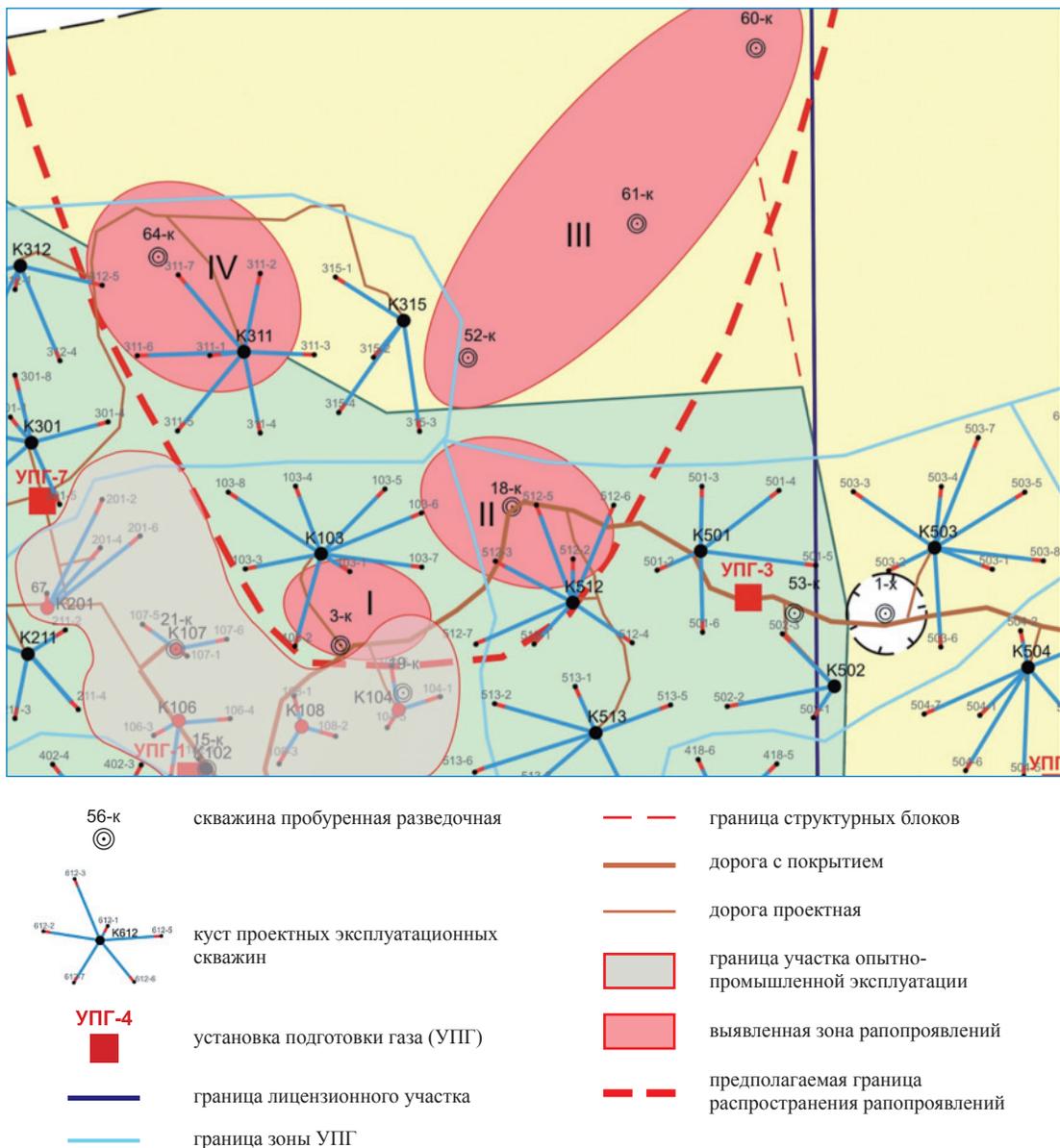


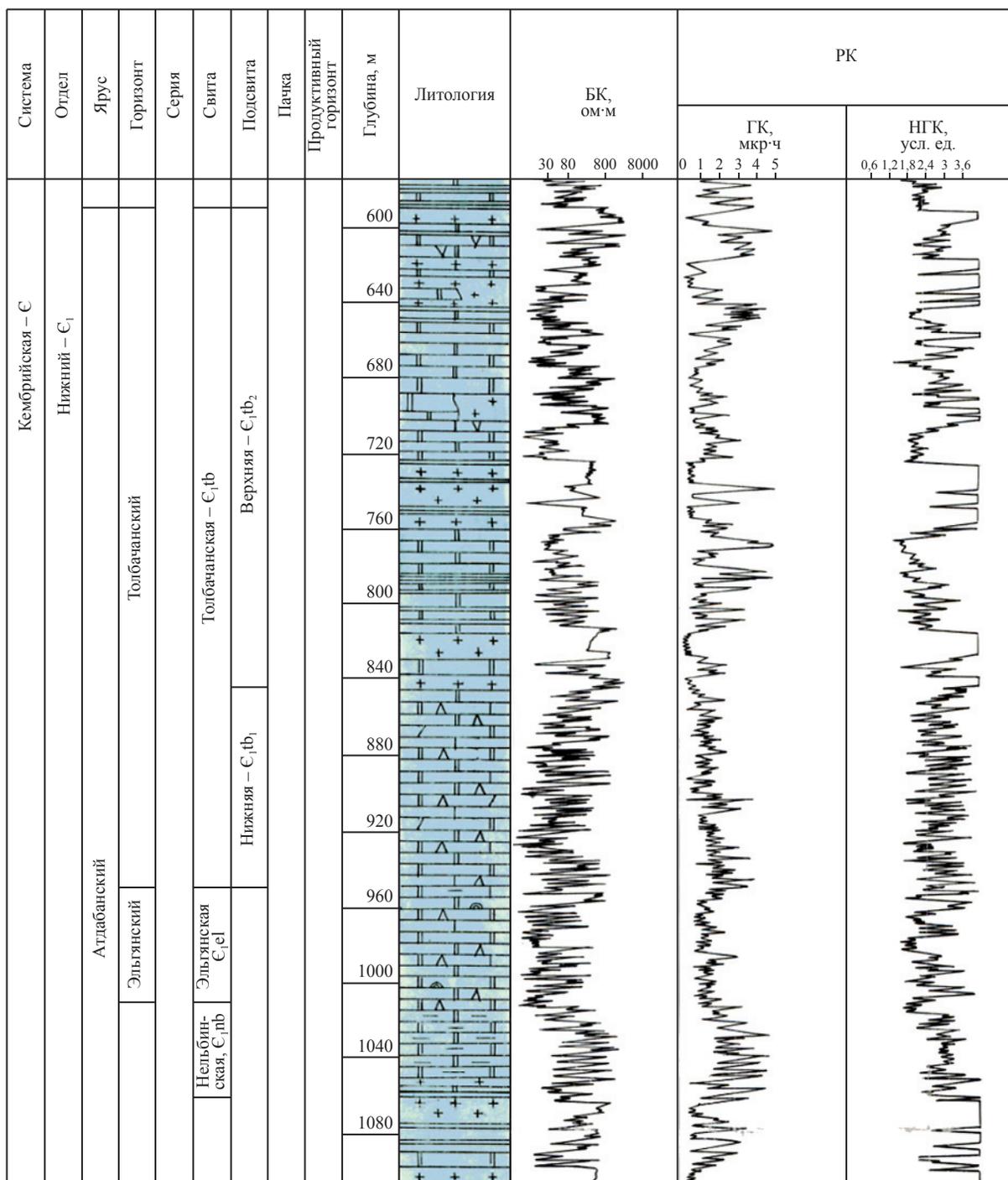
Рис. 5. Ковыктинское ГКМ. Выкопировка из схемы прогноза зон рапопроявлений (поля запасов УВ категорий C_1 и C_2 показаны соответственно зеленым и желтым цветом)

нефтегазоносного района. Здесь же в процессе бурения на ряде площадей отмечались многочисленные поглощения бурового раствора. В Нелбинской, Мурбайской и Сюльдюкарской параметрических скважинах при вскрытии отложений толбачанской и эльгянской свит отмечались непромышленные притоки нефти. Установленные высокопористые интервалы не имеют определенной приуроченности к какой-либо части комплекса. Их суммарная толщина увеличивается в сводовых частях локальных поднятий. Возможно, что она будет выше в более высокоамплитудных структурах, в связи с чем отложения толбачанской и эльгянской свит при поисках нефти и газа могут представлять определенный

интерес (на среднесрочную и дальнюю перспективу). При этом необходимо учитывать, что наличие большого числа непроницаемых прослоев в пределах северо-восточного окончания Непско-Ботубинской антеклизы значительно снижает перспективы их нефтегазоносности. В пределах самого Чаяндинского участка недр, расположенного в пределах Непско-Ботубинского нефтегазоносного района, нефтегазопроявлений и рапопроявлений из вышеназванных отложений не отмечалось.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

- несмотря на тот факт, что основные доказанные и перспективные запасы УВ в пределах



- | | | | | | |
|--|-------------------------------|--|---|--|------------------------------------|
| | известняки | | доломиты известковистые | | ангидриты, ангидритизация |
| | доломиты | | глинистые доломиты | | гипсы, загипсованность |
| | мергели | | водорослевые доломиты и известняки | | породы кристаллического фундамента |
| | доломиты ангидритизированные | | каменная соль | | траппы диабазов |
| | известняки доломитизированные | | переслаивание доломитов, известняков и каменных солей | | |

Рис. 6. Чаиндинское НГКМ. Сводный геолого-геофизический разрез (фрагмент) стратиграфического интервала Нелбинско-толбачанского НГКК – литолого-фациального аналога отложений бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса

Лено-Тунгусской НГП приурочены стратиграфически к терригенным коллекторам базальных горизонтов венда, бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс (и его хроностратиграфические и литолого-фациальные аналоги) также следует признать потенциально нефтегазоносным;

- в названных карбонатных коллекторах нижнего и среднего кембрия, перекрытых галогенными покрывками, залежи УВ выявлены на Марковском, Среднеботуобинском, Верхневилучанском, Вилуйско-Джербинском, Подкаменном, Даниловском и Преображенском месторождениях;

- в осадочном чехле рассматриваемой провинции может быть выделен ряд резервуаров нефти и газа и входящих в их состав продуктивных и возможно продуктивных горизонтов.

В отложениях кембрийской галогенно-карбонатной толщи промышленно продуктивны костинский, осинский, юряхский, усть-кутский и преображенский горизонты. Следует отметить, что полупромышленные или единичные непромышленные притоки нефти и газа в этой толще получены еще из ряда горизонтов на многих площадях Иркутского амфитеатра и Туруханского района (балыхтинский, христофоровский, атовский, биркинский, бильчирский, келорский) [2]. Однако отсутствие здесь промышленных залежей не позволяет пока относить эти горизонты к регионально- и зональнопродуктивным.

Костинский продуктивный горизонт приурочен к прикровельной части костинской свиты. Продуктивность его доказана на Подкаменном месторождении. Кроме того, из этой части разреза получены промышленные притоки газа в ряде скважин Сухотунгусской площади, притоки воды – в Анакитской (до 650 м³/сут), Тутончанской и Тунгусской (до 310 м³/сут) скважинах. Сложен горизонт доломитами пористыми, кавернозными. Его внутреннее строение и характер экранирования изучены недостаточно. Горизонт распространен на значительной части Северо- и Южно-Тунгусской фациальных областей [3, 4, 14, 15].

Осинский продуктивный горизонт приурочен к низам усольской свиты. Он уверенно прослеживается в разрезах всех скважин Иркутско-Тунгусской галогенно-карбонатной фациальной области [2, 15]. Состав пород доломитовый с подчиненными прослоями известняков. Мощность горизонта – 30÷50 м.

Большую роль в обеспечении его фильтрационно-емкостных параметров играют процессы вторичных изменений пород и проявления трещиноватости. Открытая пористость колеблется от 0,1 до 10÷12 %, проницаемость (в том числе трещинная) – 0÷2000 мД. Горизонт промышленно нефтегазоносен на Марковском и Среднеботуобинском месторождениях. Кроме того, притоки нефти и газа в единичных скважинах получены на Атовской, Южно-Радуйской, Осинской, Илимской и других площадях.

Характерная особенность продуктивного горизонта – массивный характер резервуара, контролируемый участками повышенной трещиноватости пород в зонах развития дизъюнктивных дислокаций и локальными участками вторичных изменений пород, способствующих улучшению их фильтрационно-емкостных свойств. Роль региональной покрывки выполняют надосинские пачки каменных солей усольской свиты, в некоторых случаях экранами служат верхние непроницаемые прослои самого осинского горизонта [3, 4, 14, 15].

Юряхский продуктивный горизонт приурочен к верхней части иктехской свиты. Разлит на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы в зоне замещения подосинских каменных солей карбонатными разностями. Промышленная продуктивность отложений доказана на Верхневилучанском и Вилуйско-Джербинском месторождениях. Сложен горизонт в основном доломитами пористыми, слабокавернозными [3, 4, 14, 15]. Открытая пористость пород изменяется от единиц до 18÷20 %, абсолютная газопроницаемость достигает 25÷28 мД, остаточная водонасыщенность – 10÷60 %. Общая мощность горизонта составляет 40÷42 м, мощность его верхней продуктивной части – 14÷16 м. В южных районах Непско-Ботуобинской антеклизы возрастным аналогом юряхского горизонта является усть-кутский. Последний залегает в кровле мотской свиты, сложен кавернозными доломитами. Промышленная нефтеносность горизонта доказана на Даниловской площади.

Преображенский продуктивный горизонт относится к нижней части средне-мотской подсвиты. Состав пород карбонатный. Газоносность отложений доказана на Преображенской и Даниловской площадях [3, 4, 14, 15].

Как было отмечено выше, обзор нефтегазоносных горизонтов в разрезе кембрия и докембрия Сибирской платформы показывает, что основные залежи нефти и газа

приурочены к терригенной, вендской части осадочного чехла. В то же время в гораздо более мощном ниже-среднекембрийском галогенно-карбонатном комплексе обнаружено сравнительно мало промышленных скоплений УВ. Не исключено, что причина этого несоответствия кроется в недостаточном количестве рациональных методик поисковых работ.

Большее внимание, по-видимому, следует уделять вопросам поисков зон замещений каменных солей карбонатными породами (на всех без исключения иерархических уровнях – локальном, зональном и региональном), в которых возможно обнаружение промышленно продуктивных горизонтов типа юряхского.

Список литературы

1. Сметанин А.В. Предбайкало-Патомский надвиговый пояс / А.В. Сметанин // Геология нефти и газа. – 2000. – № 1.
2. Анциферов А.А. // Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.А. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981.
3. Воробьев В.Н. Межрегиональная корреляция / В.Н. Воробьев, А.О. Ефимов, Н.В. Мельников // Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. – М.: Недра, 1977.
4. Гурова Т.И. Литология и условия формирования нефти и газа Сибирской платформы / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, Н.Е. Богданова. – М.: Недра, 1988.
5. Карасев И.П. Геология и нефтегазоносность юга Восточной Сибири / И.П. Карасев. – М.: Недра, 1969.
6. Казаринов В.В. Геохимическая характеристика нефтей и газов Хапчагайского поднятия Виллюйской синеклизы / В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, Р.Е. Мачинская // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири: сб. науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1967.
7. Краснов И.И. Геология Сибирской платформы / И.И. Краснов, М.Л. Лурье, В.Л. Масайтис. – М.: Недра, 1966.
8. Марьенко Ю.И. Нефтегазоносность карбонатных пород / Ю.И. Марьенко. – М.: Недра, 1978.
9. Мельников Н.В. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников. – М.: Недра, 1977.
10. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: СО РАН, 2007.
11. Юхмина В.М. Нефтегазоносность карбонатных отложений юго-западной Якутии / В.М. Юхмина, В.М. Дьяченко // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. – Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1988.
12. Шашин С.Г. Рекомендации к исследованию пород-коллекторов нефтегазоносных горизонтов / С.Г. Шашин, Л.А. Будда, Н.И. Комарова и др. – Иркутск: Изд-во Иркутского университета, 1977.
13. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: недра, 1969. – С. 53–57.
14. Воробьев В.Н. Корреляция кембрийских галогенно-карбонатных отложений Иркутского амфитеатра, Ботуобинского района и Берёзовской впадины / В.Н. Воробьев, А.О. Ефимов, М.А. Жарков и др. // Геология и геофизика. – 1978. – № 7.
15. Гурова Т.И. Методические рекомендации по изучению и научному прогнозированию резервуаров нефти и газа / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, Р.С. Рояк // Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1986.
16. Кузнецов В.Г. Органогенные постройки кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / В.Г. Кузнецов, О.В. Дон // Бюлл. МОИП. – 1984. – № 5.

Сведения об авторах

Абрамов Владимир Николаевич начальник Лаборатории петрофизики центра ресурсов и запасов углеводородов Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.
Направления исследований: детальные петрофизические и петрографические исследования, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.
Тел.: (8216)73–63–66.
E-mail: v.abramov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Абрашов Вадим Николаевич заместитель начальника Лаборатории анализа и прогноза добычи углеводородов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Направление исследований: проектирование разработки месторождений.
Тел.: (915)490–69–81.

Акимов Владислав Васильевич главный специалист отдела геолого-геофизического сопровождения бурения скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухта.
Направления исследований: вопросы оценки и перспективы освоения углеводородного потенциала Кортаихинской впадины.
Тел.: (8216)79–29–80.
E-mail: vvakimov@lk.lukoil.com

Антоновская Татьяна Владимировна к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории петрофизики Центра ресурсов и запасов углеводородов Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.
Направления исследований: детальные петрофизические и петрографические исследования; изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.
Тел.: (8216)73–63–66.
E-mail: t.antonovskaya@sng.vniigaz.gazprom.ru

Астафьев Дмитрий Александрович к.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории поисково-разведочных работ на шельфе Центра морских месторождений нефти и газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Направления исследований: изучение геологического строения нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных регионов, глобальной и планетарной геодинамики Земли; прогноз и оценка ресурсов углеводородов; разработка технико-экономических предложений по освоению лицензионных участков, направлений и проектов поисково-разведочных работ на нефть и газ, федеральных и отраслевых программ освоения ресурсов углеводородов суши и шельфа России.
Тел.: (916)193–09–82.
E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Ахияров Александр Влерович к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Направление исследований: литолого-фациальный анализ терригенных и карбонатных отложений; реконструкция палеогеографических обстановок седиментации для фациального районирования исследуемых отложений; нетрадиционные виды углеводородного сырья.
Тел.: (498)657–43–43.
E-mail: A_Akhiyarov@vniigaz.gazprom.ru

Будревич Надежда Владимировна ведущий инженер Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Направление работ: проектирование, анализ разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтегазовых месторождений; геохимия пластовых флюидов.
Тел.: (498)657–43–60.
E-mail: N_Budrevich@vniigaz.gazprom.ru

<i>Буракова Светлана Владиславовна</i>	начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление работ: проектирование, анализ разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтегазовых месторождений. Тел.: (498)657-43-60. E-mail: S_Burakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Буточкина Светлана Ивановна</i>	ведущий инженер Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление работ: проектирование, анализ разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтегазовых месторождений; промышленная и экологическая безопасность. Тел.: (498)657-44-40. E-mail: S_Butochkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель начальника Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: процессы тепло- и массообмена; теплофизические свойства веществ и материалов, в том числе в экстремальных состояниях. Тел.: (498)657-47-08. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<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». Направления исследований: анализ состояния и прогноз развития сырьевой базы газа в странах Центральной Азии; оценка перспектив деятельности ОАО «Газпром» в области ГРП и добычи углеводородов в странах ближнего зарубежья; изучение особенности тектонического развития, истории структурной дифференциации, перспектив нефтегазоносности структурных этажей платформенного чехла и доюрских отложений Центрально-Азиатского региона. Тел.: (498)657-45-70. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Давыдова Елена Сергеевна</i>	ведущий инженер Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления работ: анализ ресурсной базы углеводородов; оценка перспектив газонефтеносности месторождений углеводородов Российской Федерации. Тел.: (498)657-43-43. E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Данилевский Сергей Александрович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: геотермия и геохимия газа и нефти; региональный, зональный и локальный прогнозы нефтегазоносности; краткосрочное, среднесрочное и долгосрочное планирование поисково-разведочных работ на газ и нефть ОАО «Газпром» и его дочерних предприятий в России; анализ их эффективности. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: S_Danilevskiy@vniigaz.gazprom.ru

<i>Заболотная Юлия Ивановна</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: литологическое строение; стратиграфия и нефтегазоносность отложений Средней Азии; состояние минерально-сырьевой базы газа стран Центрально-Азиатского региона и прогноз ее развития до 2035 г.; оценка перспектив деятельности ОАО «Газпром» в области ГРП и добычи углеводородов в странах ближнего зарубежья. Тел.: (498)657-45-70. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Иванова Надежда Георгиевна</i>	ведущий инженер Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: оценка перспектив деятельности ОАО «Газпром» в области ГРП и добычи углеводородов в странах ближнего зарубежья. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: N_Ivanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Извекоев Иван Борисович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: оценка перспектив нефтегазоносности северных районов Западной Сибири. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Изымченко Дмитрий Викторович</i>	к.т.н., директор Центра разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: разработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин. Тел.: (498)657-40-44. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Истомин Владимир Александрович</i>	д.х.н., профессор, главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: нетрадиционные источники газа; промысловая подготовка газа; призабойная зона пласта; газовые гидраты; прикладная термодинамика. Тел.: (498)657-43-51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Истратов Игорь Вячеславович</i>	д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: оценка состояния и прогноз тенденций изменения сырьевой базы, добычи углеводородов и потенциала экспортных поставок стран дальнего зарубежья; вопросы эволюции углеводородных скоплений; теоретико-методологические аспекты графоаналитического моделирования геоинформации и многофакторной геометризации сложнопостроенных объектов газонефтеносных толщ с целью поисков и разведки углеводородных скоплений. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: I_Istratov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Калякина Лидия Алексеевна</i>	инженер 2-й категории Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: проектирование и анализ разработки газоконденсатных месторождений. Тел.: (498)657-40-26. E-mail: L_Kalyakina@vniigaz.gazprom.ru

-
- Кананыхина
Ольга Геннадиевна* инженер 2-й категории Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: анализ сырьевой базы газодобывающей промышленности; оценка ресурсов, балансовый анализ.
Тел.: (498)657-43-43.
E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
-
- Киченко
Владимир Евгеньевич* к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления деятельности: вопросы недропользования и лицензионной деятельности на территории РФ.
Тел.: (498)657-46-67.
E-mail: V_Kichenko@vniigaz.gazprom.ru
-
- Ковалёва
Екатерина Дмитриевна* инженер 1-й категории Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: оценка перспектив нефтегазоносности регионов Российской Федерации, а также начальных потенциальных и перспективных ресурсов углеводородов.
Тел.: (498)657-43-43.
E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
-
- Коротков
Борис Сергеевич* к.г.-м.н., начальник Лаборатории промысловой геологии Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: промысловая геология; подсчет запасов (эксперт ГКЗ РФ); вопросы формирования и поисков нефти и газа на больших глубинах.
Тел.: (498)657-46-67.
E-mail: B_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
-
- Коротков
Сергей Борисович* начальник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: планирование и оценка эффективности геологоразведочных работ; применение новых технологий поисков и разведки месторождений нефти и газа.
Тел.: (498)657-44-53.
E-mail: S_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
-
- Косачук
Галина Петровна* к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление работ: проектирование, анализ разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтегазовых месторождений; промысловая геология.
Тел.: (498)657-44-40.
E-mail: G_Kosachuk@vniigaz.gazprom.ru
-
- Крылов
Николай Алексеевич* д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: тектоника нефтегазоносных областей; закономерности размещения скоплений нефти и газа; нефтегазовая ресурсология; моделирование геологоразведочного процесса и долгосрочное прогнозирование его результатов; анализ сырьевой базы газа, возможностей экспорта и потребностей в импорте газа стран Центрально-Азиатского региона; долгосрочное прогнозирование количественного и качественного состояния сырьевой базы УВ.
Тел.: (498)657-42-99.
E-mail: N_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
-

<i>Кузьминов Валерий Александрович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: нетрадиционные ресурсы газа; оценка их ресурсов и перспективы освоения. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: V_Kuzminov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кумейко Елена Львовна</i>	ведущий экономист Лаборатории экономической эффективности проектов разработки Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: оценка экономической эффективности внедрения технологий добычи газа. Тел.: (498)657-41-96. E-mail: E_Kumeiko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Леонов Сергей Анатольевич</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: поиски и разведка месторождений углеводородов; нетрадиционные ресурсы газа; мировой и отечественный газовый рынок. Тел.: (498)657-40-22. E-mail: S_Leonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Люгай Дмитрий Владимирович</i>	д.т.н., начальник Департамента перспективного развития, член Правления ОАО «Газпром». Направления исследований: инновационные технологии в газовой промышленности; эффективные методы освоения газовых и газоконденсатных месторождений в сложных горно-геологических условиях. Тел.: (495)719-27-49. E-mail: Lyugdmiiv@adm.gazprom.ru
<i>Медведев Сергей Геннадьевич</i>	начальник отдела оперативного анализа ОАО «Севернефтегазпром». Направление исследований: проектирование разработки месторождений; оперативный контроль за разработкой месторождений. Тел.: (3494)933-173. E-mail: MedvedevSG@nu.sngp.org
<i>Мельникова Елена Викторовна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление работ: проектирование, анализ разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтегазовых месторождений; промысловая геология. Тел.: (498)657-43-60. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Микляев Михаил Икарович</i>	научный сотрудник Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: виброгеодинамика; разведочная сейсмология в задачах подсчета запасов и разработки залежей углеводородов. Тел.: (498)657-46-67. E-mail: M_Miklyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Минаков Игорь Иванович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: проектирование и анализ разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений. Тел.: (498)657-44-84. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Моисейкин Пётр Алексеевич</i>	начальник Лаборатории анализа и прогноза добычи углеводородов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: проектирование разработки месторождений; аудит запасов; прогнозирование добычи газа. Тел.: (498)657-40-26. E-mail: P_Moiseykin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Орман Марина Михайловна</i>	инженер 1-й категории Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: нефтехимия. Тел.: (498)657-47-06. E-mail: M_Orman@vniigaz.gazprom.ru
<i>Парфёнова Наталья Михайловна</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: нефтехимия. Тел.: (498)657-47-06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Перлова Елена Владимировна</i>	к.г.-м.н., заместитель директора Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: поиски и разведка месторождений углеводородов; общая и инженерная геокриология; нетрадиционные ресурсы газа. Тел.: (498)657-48-86. E-mail: E_Perlova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Подурушин Владимир Фёдорович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленной геологии Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: тектоника, условия образования и поиски месторождений газа и нефти на больших глубинах. Тел.: (915)337-13-08. E-mail: vfp53@mail.ru
<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., заместитель директора Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: промышленная геология и геофизика; подсчет запасов (эксперт ГКЗ РФ); вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа. Тел.: (495)355-67-15. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пятницкая Галина Равильевна</i>	заместитель начальника Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления работ: оценка перспектив газонефтеносности регионов РФ; прогноз газонефтеносности малоизученных территорий и комплексов пород; оценка начальных потенциальных и перспективных ресурсов углеводородов. Тел.: (498)657-43-43. E-mail: G_Pyatnitskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Разманова Светлана Валерьевна</i>	к.э.н., начальник Лаборатории экономической эффективности проектов разработки Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Направления исследований: оценка эффективности инвестиционных проектов; налогообложение в отраслях ТЭК; исследования в области анализа фирмы в постиндустриальной экономике. Тел.: (8216)75-20-87. E-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Департамента перспективного развития ОАО «Газпром». Направление исследований: пластовые системы; породы коллекторов и содержащиеся в них флюиды. Тел.: (495)719-81-86. E-mail: A.Ryzhov@adm.gazprom.ru
<i>Салина Любовь Сергеевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: нетрадиционные ресурсы газа; оценка их ресурсов и перспективы освоения. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: L_Salina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнова Елена Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления деятельности: компьютерное моделирование и статистическая обработка данных. Тел.: (498)657-46-67. E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнова Ксения Михайловна</i>	инженер 1-й категории Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: литолого-фациальный анализ терригенных и карбонатных отложений; реконструкция палеогеографических обстановок седиментации для фациального районирования исследуемых отложений; нетрадиционные виды углеводородного сырья. Тел.: (498)657-46-67. E-mail: K_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сивков Сергей Николаевич</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: прогнозирование нефтегазоносности недр и поисков месторождений; планирование геологоразведочных работ на газ и нефть ОАО «Газпром» и его дочерних предприятий в России; анализ их эффективности. Тел.: (498)657-44-40. E-mail: S_Sivkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Силантьев Юрий Борисович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: геология и нефтегазоносность субъектов Российской Федерации; оценка инвестиционной привлекательности перспективных объектов России, ближнего и дальнего зарубежья; геологические риски. Тел.: (498)657-43-43. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., директор Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: оценка прогнозных ресурсов и поиски месторождений углеводородов. Тел.: (498)657-44-89. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.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». Направления исследований: геотермия и геохимия газа и нефти; вопросы формирования и эволюции скоплений углеводородов, нефтегазоносности севера Западной Сибири. Тел.: (498)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Соловьев Николай Николаевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Центра морских месторождений нефти и газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: тектонодинамика; вопросы формирования и поисков месторождений нефти и газа, обоснования сырьевой базы. Тел.: (498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сопнев Тимур Владимирович</i>	заместитель начальника отдела оперативного анализа ОАО «Севернефтегазпром». Направление исследований: новые методы разработки трудноизвлекаемых запасов газовых залежей. Тел.: (3494)933-176. E-mail: SopnevTV@sngp.com
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: эксплуатация месторождений; промышленная подготовка газа. Тел.: (498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Халошина Татьяна Олеговна</i>	главный специалист Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: оценка перспектив нефтегазоносности Восточных регионов Российской Федерации; изучение и анализ геологических особенностей строения месторождений нефти и газа Восточной Сибири; оценка начальных потенциальных и перспективных ресурсов углеводородов. Тел.: (498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Цветков Лев Дмитриевич</i>	руководитель Лаборатории теоретических разработок и перспективного планирования ОАО «НПЦ «Недра». Направления исследований: поиски месторождений газа и нефти на больших глубинах; нетрадиционные залежи углеводородов. Тел.: (4852)32-89-66. E-mail: jarnborg@mail.ru
<i>Цветкова Надежда Львовна</i>	ведущий геолог Лаборатории теоретических разработок и перспективного планирования ОАО «НПЦ «Недра». Направления исследований: поиски месторождений газа и нефти на больших глубинах; нетрадиционные залежи углеводородов. Тел.: (4852)32-89-66. E-mail: nadine_cool@mail.ru
<i>Чельцов Владимир Николаевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: проектирование и анализ разработки газоконденсатных месторождений. Тел.: (498)657-40-26. E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чельцова Татьяна Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: проектирование и анализ разработки газоконденсатных месторождений. Тел.: (498)657-40-26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Черных Валерий Викторович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории анализа и прогноза добычи углеводородов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: проектирование разработки месторождений. Тел.: (498)657-40-26. E-mail: V_Chernykh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шафиев Ильдар Маратович</i>	начальник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направление исследований: геофизические исследования скважин, термодинамические исследования пластовых флюидов на установках фазового равновесия. Тел.: (498)657-47-06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Юдина Елена Валерьевна</i>	научный сотрудник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: анализ состояния и прогноз развития сырьевой базы ближнего зарубежья; разработка программ геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в Узбекистане, Кыргызстане и Таджикистане. Тел.: (498)657-42-99.
<i>Яковенко Василий Викторович</i>	заведующий сектором геофизики Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Направления исследований: прогнозирование развития топливно-энергетического комплекса и нефтегазового рынка; оценка эффективности инвестиций в различные нефтегазовые проекты. Тел.: (498)657-46-67. E-mail: V_Yakovenko@vniigaz.gazprom.ru

Аннотированный перечень статей

Скоробогатов В.А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 4–14.

Рассматриваются проблемы ресурсного обеспечения текущей, среднесрочной и долгосрочной добычи газа в России. Показаны ресурсные возможности увеличения газодобычи до 1,0 трлн м³ к 2030 г. на суше и по шельфовым зонам (Арктика, Дальний Восток и др.). Согласно оценке авторов, с учетом проведения активных геологоразведочных работ и новых приростов разведанных запасов углеводородов возможно поддерживать достигнутый уровень добычи газа до 2045–2050 гг. Добыча газа сверх этого уровня будет обеспечиваться за счет освоения нетрадиционных источников природного газа (газ плотных низкопроницаемых коллекторов, угольных пластов и др.).

Астафьев Д.А. Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов / Д.А. Астафьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 15–31.

Приведены результаты изучения регионального и глубинного строения осадочных бассейнов и нефтегазоносности недр во взаимосвязи с глубинным строением, глобальной и планетарной геодинамикой Земли. На основе новой концепции геодинамики коромантийных плит (секторов) сделан вывод о том, что любой нефтегазоносный бассейн можно рассматривать в виде субрадиального деструктивного канала от раздела *ядро – мантия* до поверхности, обеспечивающего за счет декомпрессии на границах столбчатых тел восходящий к поверхности магматизм с выносом выделившихся глубинных флюидов, в том числе водорода. Согласно уточненным прогнозам, имеются все основания ожидать открытия крупных месторождений углеводородов прежде всего в кайнозойских и мезозойских комплексах пород потенциально газонефтеносных, находящихся в стадии формирования бассейнов.

Истратов И.В. Нефтегазоносность и ресурсный потенциал основных осадочных бассейнов Мирового океана / И.В. Истратов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 32–42.

Кратко изложены особенности нефтегазоносности и распределения начальных потенциальных ресурсов углеводородного сырья по основным нефтегазоносным и нефтегазоперспектив-

ным осадочным бассейнам шельфа Мирового океана. В соответствии с принятой классификацией, эти бассейны сосредоточены в семи регионах: Арктическом Северного Ледовитого океана, Северной Атлантике, Южной Атлантике, западной части Индийского океана, восточной части Индийского океана, западной части Тихого океана, восточной части Тихого океана. Приведено распределение НПР углеводородов по основным осадочным бассейнам шельфа Мирового океана, составленное по опубликованным материалам и данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

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.

Выполнен сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западной Сибири и на Ближнем Востоке. Указаны основные факторы, обусловившие уникальную концентрацию нефти и газа в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах. Отражена характеристика Западно-Сибирского и Арабо-Персидского (или Персидского залива) нефтегазоносных мегабассейнов.

Люгай Д.В. Стратегия поисков газа в Прикаспийской впадине / Д.В. Люгай, Б.С. Коротков, Е.Е. Поляков // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 53–58.

Прикаспийская впадина впервые представлена как эпипалеозойская наложенная депрессия. Обоснованы перспективы открытия новых крупных месторождений в подсолевом комплексе не только в бортовых зонах, но и в центральной глубоководной части впадины. Показано, что картирование подсолевых отложений необходимо проводить на основе единой геологической цифровой модели, построенной по данным сейсморазведки разных лет и результатам глубокого бурения в зонах лево- и правобережья реки Волги в Астраханской, Волгоградской и Саратовской областях.

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.

Рассмотрена характеристика геотермического поля юрско-меловой части осадочного чехла северных районов Западной Сибири. Выделены основные факторы, оказывающие влияние на распределение

величин пластовых температур и давлений в природных резервуарах. Установлено определяющее влияние термоглубинной характеристики залегания пород-коллекторов на их фильтрационно-емкостные свойства.

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.

Осадочный чехол Западной Сибири обычно рассматривается как тектонически пассивное образование, нарушенное только штамповыми складками над выступами фундамента и малоамплитудными крутопадающими разрывными нарушениями. На основе результатов повторной интерпретации сейсморазведочных разрезов, проведенной автором, доказано, что неокомское тектоническое сжатие, признанное в отношении обрамления Западной Сибири, распространялось и на Ямало-Тазовский регион. Рассмотрен новый для региона тип нарушений, представленный пологими надвигами и поддвигами значительной амплитуды, осложненными надразломными антиклинальными складками. Некоторые из этих складок содержат выявленные залежи нефти и газа, другие – являются потенциально продуктивными и предлагаются в качестве объектов поисков углеводородных скоплений.

Извеков И.Б. Закономерности размещения месторождений углеводородов зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции / И.Б. Извеков // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 74–80.

Зона сочленения Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей характеризуется различной нефтегазоносностью по разрезу и по площади. В результате поисково-разведочных работ, проведенных в этой зоне, установлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. Промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от кровли сеномана до палеозойских включительно. Закономерности и особенности размещения месторождений газа и нефти в зоне сочленения связаны с особенностями тектонического строения и развития района и литолого-фациальными условиями образования осадочных толщ. Сложное тектоническое строение фундамента изучаемого района, наличие рифтов и межрифтовых поднятий обуславливает специфику развития структур в осадочном чехле. Тектонический фактор в зоне сочленения является одним из определяющих размещение нефтяных и газовых месторождений.

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, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов, Е.В. Семёнова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 81–90.

Отражены современные данные об изученности, геологическом строении и нефтегазоносности ачимовской песчано-глинистой толщи берриас-валанжинского возраста в Надым-Пур-Тазовском междуречье (регионе) на севере Западной Сибири. Подробно рассмотрены вопросы размещения и запасы углеводородных скоплений в объеме ачимовской толщи, термобарические условия ее флюидальной системы, физико-химические свойства и состав свободного газа, конденсата и нефти, геохимические особенности и катагенез органического вещества. Проведен ретроспективный анализ оценок величины и структуры начальных потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских резервуаров, приведены авторские оценки ресурсов газа и жидких углеводородов.

Рыжов А.Е. Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 91–98.

Изложены результаты комплексного физико-химического исследования конденсатов ачимовских отложений (пласты А_{ч3,4}, А_{ч3,4,5} и А_{ч5}) Уренгойского НГКМ с определением свойств, фракционного и группового углеводородного составов, а также товарных свойств топливных фракций. Установлено, что конденсаты изученных залежей схожи между собой по физико-химическим характеристикам и относятся к тяжелым конденсатам метаново-нафтенового типа. Показано, что бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов являются благоприятным сырьем для использования их в качестве основы с целью получения соответствующих топлив.

Истомин В.А. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири / В.А. Истомин, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов, Д.М. Федулов, В.В. Черных, С.Г. Медведев, Т.В. Соппев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 99–104.

На примере Южно-Русского месторождения определены условия гидратообразования в туронских залежах. Предложена методика уточнения пластовой температуры и представлена номограмма для определения предельных безгидратных депрессий на пласт.

Цветков Л.Д. Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 105–113.

Приведены результаты анализа нефтеносности оффшорной части Бразилии и восточных районов России. На основе их сопоставления авторы выделяют на востоке России самостоятельный Нелькано-Сетте-Дабанский нефтегазоносный бассейн со значительными ресурсами углеводородов.

Косачук Г.П. К вопросу о природе формирования нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, С.И. Буточкина, Е.В. Мельникова, Н.В. Будревич // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 114–123.

Освещены существующие точки зрения на формирование нефтяных залежей (оторочек) Непско-Ботуобинской антеклизы. Приведены результаты анализа данных о распространении продуктивных нефтегазоносных горизонтов по разрезу и площади Непско-Ботуобинского региона, их коллекторских свойствах, геохимической характеристике нефтей и конденсатов. На основе полученных результатов авторами сформулированы собственные представления о формировании нефтяных залежей (оторочек) Непско-Ботуобинской антеклизы.

Буракова С.В. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаюдинского НГКМ) / С.В. Буракова, Д.В. Изюмченко, И.И. Минаков, В.А. Истомин, Е.Л. Кумейко // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.

Представлен анализ возможных подходов к освоению тонких нефтяных оторочек газовых и газоконденсатных залежей и методы повышения коэффициента извлечения нефти. Рассмотрены особенности нефтяной оторочки Чаюдинского НГКМ и факторы, которые могут осложнить ее разработку. Даны рекомендации по применению наиболее перспективных, по мнению авторов, методов извлечения нефти применительно к геолого-промысловым условиям Чаюдинского месторождения.

Киченко В.Е. Состояние и проблемы ресурсного обеспечения экспорта восточно-сибирского газа / В.Е. Киченко, Е.В. Семёнова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 134–139.

Анализ современной деятельности ведущих нефтегазодобывающих компаний Российской Федерации в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке указывает на расширение здесь в ближайшей перспективе газодобычи и газопереработки с целью экспорта российского газа в страны АТР. Географическое положение проектируемых заводов по производству сжиженного природного газа и газопереработке, а также особенности состава газового сырья позволят удовлетворить спрос ряда стран АТР на российский газ. Для реализации планов экспорта газа и продуктов газопереработки в страны АТР «ОАО» Газпром необходимо до 2018–2020 гг. ввести в разработку принадлежащие ему газовые месторождения и газоперерабатывающие заводы (в том числе по производству СПГ).

Коротков С.Б. Вертикальные каналы миграции углеводородов и их роль в формировании глубоководных залежей / С.Б. Коротков // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 140–147.

В осадочно-миграционной теории нефтидогенеза ключевая роль в формировании месторождений углеводородов отводится их дальнейшей латеральной миграции. Отличительной особенностью верхних горизонтов является выдержанность проницаемых пластов на большой площади, что обеспечивает условия для региональных потоков подземных вод (артезианский бассейн). На больших глубинах (глубже 4,0–4,5 км) все осадочные породы сильно уплотнены (кроме очень молодых депрессий), в разрезе отсутствуют выдержанные пласты, повсеместное развитие получает блоковое строение и, как следствие, создаются условия для региональных потоков подземных вод. Основной формой массопереноса становится вертикальная миграция. Чтобы повысить точность прогнозирования глубоководных продуктивных объектов, необходимо переосмыслить модели их формирования, учитывающие выявленные особенности глубоких горизонтов, а также формаций, испытавших глубокое погружение в своем историческом развитии.

На больших глубинах массив горных пород разделен на гидродинамически изолированные блоки разной размерности. Внутри массива блока дискретно на разных уровнях возникают зоны повышенной трещиноватости, которые в одних случаях служат вмещением для углеводородных скоплений, в других – путями миграции в направлении дневной поверхности. Межблоковые зоны, являющиеся самостоятельными фациальными объектами, также могут формировать субвертикальные флюидоканалы, среду для формирования ловушек углеводородов и субвертикальные флюидобарьеры, делящие залежь на изолированные гидродинамические объекты разработки. Эту особенность следует учитывать при поисках, доразведке и разработке месторождений нефти и газа.

Акимов В.В. Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала недр Коротаихинской впадины / В.В. Акимов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 148–152.

Рассмотрены проблемы оценки углеводородного потенциала недр Коротаихинской впадины и его освоения. Выявлены факторы, влияющие на оценку перспектив нефтегазоносности района в целом. Показаны перспективы основных нефтегазоносных комплексов Коротаихинской впадины.

Разманова С.В. Трещинные породы-коллекторы как дополнительный источник дохода нефтегазодобывающих предприятий / С.В. Разманова, В.Н. Абрамов, Т.В. Антоновская // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 153–160.

Приведены результаты оценки экономической эффективности разработки одного из подсчетных объектов Вуктыльского НГКМ, отклоненного традиционными промыслово-геофизическими исследованиями, на основе предложенного авторами подхода. Сделаны выводы об эффективности его применения и целесообразности исследований в трещинных породах-коллекторах.

Ковалёва Е.Д. Классификация запасов углеводородов России. Проблемы адаптации к международным стандартам / Е.Д. Ковалёва, О.Г. Кананыхина, Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 161–164.

Рассмотрены проблемы эволюции классификации запасов углеводородов и ее адаптации к международным стандартам. Показаны особенности отечественной и зарубежной систем классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья. Предлагается при их классификации учитывать этапность поискового процесса.

Коротков С.Б. Ресурсная база, прогнозы добычи и потребления природного газа в европейских странах / С.Б. Коротков, Е.В. Семёнова, В.В. Яковенко // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 165–172.

ОАО «Газпром» продолжает оставаться крупнейшим поставщиком газа на европейском рынке, обеспечивая более четверти его суммарного потребления. Учитывая, что такое положение сохранится в ближайшие десятилетия, в статье рассмотрены возможные сценарии развития европейского газового рынка с учетом существующих тенденций: с одной стороны, быстрого истощения ресурсной базы и снижения собственной добычи в большин-

стве европейских стран, с другой – диверсификации поставок газа, развития рынка сжиженного природного газа и перехода на альтернативные источники энергии.

Заболотная Ю.И. Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородов и прогноз экспортного потенциала стран ближнего зарубежья (Туркменистан, Казахстан, Узбекистан) / Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов, А.Я. Гризик, Е.В. Юдина, Н.Г. Иванова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 173–184.

На основе мониторинга состояния сырьевой базы оценена структура начальных суммарных ресурсов углеводородов стран ближнего зарубежья – Туркменистана, Узбекистана и Казахстана. Дан экспертный прогноз их возможностей в области добычи, экспорта и импорта по пятилетним периодам развития минерально-сырьевой базы до 2030 г. В условиях закрытости достоверной информации о состоянии текущих запасов газа и конкретных результатах поисково-разведочных работ в ряде стран СНГ такой прогноз необходим менеджменту ОАО «Газпром» для принятия принципиальных управленческих решений.

Заболотная Ю.И. Направления геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в странах ближнего зарубежья (Туркменистан, Казахстан, Узбекистан, Таджикистан, Киргизия) / Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов, А.Я. Гризик // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 185–193.

Представлены направления геологоразведочной деятельности ОАО «Газпром» в странах Центрально-Азиатского региона, ее результаты и перспективы дальнейшего развития. Дана оценка инвестиционного климата в регионе. Формирование и расширение МСБ ОАО «Газпром» происходит за счет освоения ресурсов УВ нефтегазоносных бассейнов, находящихся не только на территории РФ, но и в странах ближнего зарубежья. Контроль над последними позволяет оптимизировать динамику освоения российских ресурсов УВ и их структуру.

Пятницкая Г.Р. Сырьевая база гелия РФ и перспективы ее развития / Г.Р. Пятницкая, Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 194–199.

Приведены результаты анализа распределения мировых запасов гелия и сырьевой базы его добычи в РФ. Отмечается необходимость приближения российских стандартов к западным, так как наличие расхождений затрудняет сопоставление региональной структуры выявленных запасов и прогнозируе-

мых ресурсов. Дана фрактальная оценка структуры возможных открытий гелийсодержащих месторождений. Определены первоочередные объекты освоения и направления поисковых работ для формирования ресурсной базы гелия. Первоочередным регионом для создания гелиевой промышленности России являются Иркутская область и смежные с ней районы Красноярского края. Рассмотрены проблемы ресурсного обеспечения мирового рынка гелия.

Силантьев Ю.Б. Особенности локализации ресурсов гелия в нефтегазоносных бассейнах мира / Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 200–204.

С позиций эволюции природных нефтегазовых систем рассмотрены особенности формирования зон гелиенакопления, их приуроченность к разномасштабным нефтегазовым объектам, а также зависимость от возраста консолидации фундамента осадочных бассейнов. Приведены основные закономерности локализации ресурсов гелийсодержащего газа.

Ковалёва Е.Д. Направления повышения эффективности освоения нетрадиционных ресурсов газа / Е.Д. Ковалёва, Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 205–211.

Освоение нетрадиционных ресурсов газа требует применения новых геотехнологий и оптимального индустриального обеспечения, позволяющих повысить рентабельность их разработки. Предложена новая систематизация геотехнологий. Проведен анализ фискально-налогового стимулирования освоения нетрадиционных газовых ресурсов США, КНР и других стран.

Кузьминов В.А. Газосодержащие сланцы как один из видов нетрадиционных ресурсов природного газа низкопроницаемых формаций / В.А. Кузьминов, С.А. Леонов, Е.В. Перлова, Л.С. Салина // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 212–218.

Рассмотрен один из видов нетрадиционных ресурсов УВ – сланцевый газ, пионером в промышленном освоении которого по праву считается США. «Сланцевый бум» захлестнул многие страны Европы и Азии, располагающие его ресурсами и желающие уменьшить зависимость своей экономики от импорта природного газа. В России из-за достаточной обеспеченности запасами традиционного газа вопросы оценки ресурсов, востребованности и перспектив освоения сланцевого газа мало изучены, поскольку в ближайшем будущем это не будет приоритетным направлением. По мнению авторов

статьи, в настоящее время целесообразно проведение НИР, направленных на оценку стратегических рисков ОАО «Газпром», связанных с реализацией сланцевых проектов.

Цветков Л.Д. Сланцевая нефть России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 219–230.

На основе изучения основных формаций на территории России сделан вывод о том, что в пределах эпипалеозойской Западно-Сибирской плиты (и особенно древней Сибирской платформы) имеются огромные ресурсы сланцевой нефти, которые позволят нашей стране сохранить лидирующие позиции в мировой нефтедобыче до середины текущего столетия. На первом этапе промышленного освоения этих ресурсов целесообразно сосредоточить усилия в районах, обладающих очевидными геолого-экономическими преимуществами или наиболее выгодными географо-экономическими условиями, а именно: в центральных районах Западной Сибири (баженовская свита), западной части Краснодарского края вблизи побережья Черного моря (кумская свита), северной части Хабаровского края вблизи побережья Охотского моря (малгинская и иниканская свиты).

Чельцов В.Н. Виброгеодинамическая цикличность пластовых температур в простанвающихся скважинах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова, Л.А. Калякина // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 231–237.

Впервые в качестве одной из причин, обусловивших пространственные изменения термополя Астраханского ГКМ, указывается природная виброгеодинамическая цикличность. Она влияет на газогерметичность, дренирование, обводнение и флюидоподпитку залежей, возникновение заколонных давлений, захоронение промстоков, безопасность бурения и особенности разработки месторождений. Имеющиеся факты цикличности пластовых температур и давлений определяют целесообразность проведения пассивной сейсмометрии газовых месторождений (в том числе в режиме непрерывного мониторинга). Это позволит обеспечить более полный метрологический охват объектов разработки, предупреждение осложнений и т.д.

Ахияров А.В. Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как нефтегазопоисковые критерии / А.В. Ахияров, К.М. Семёнова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 238–252.

Рассмотрены особенности строения и развития крупных карбонатных массивов Прикаспийской впадины, с которыми в основном связаны как доказанные значительные промышленные запасы углеводородного сырья, так и дальнейшие перспективы открытия новых месторождений УВ, возможно, крупных и уникальных по запасам. Проведенный авторами анализ опубликованных геолого-геофизических данных по этому региону, а также результатов научных исследований последних лет известных российских и казахстанских ученых позволил выявить особенности седиментационных режимов, при которых происходили зарождение и формирование карбонатных массивов данного типа. Отражены все бортовые зоны Прикаспийской впадины на предмет их нефтегазоперспективности. На примере крупнейших месторождений исследуемого региона показаны закономерности распределения (с востока на запад) скоплений углеводородов разного фазового состояния независимо от величины запасов, типа залежи и стратиграфического интервала ее залегания, а также литологии пород-коллекторов.

Ахияров А.В. Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс и его литолого-фациальные и стратиграфические аналоги в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: перспективы нефтегазоносности и возмож-

ные осложнения при бурении / А.В. Ахияров, К.М. Семёнова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 253–264.

Отражено геологическое строение бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (в ареале Иркутской области) и его литолого-фациальных и стратиграфических аналогов в пределах Якутии. На основе ретроспективного анализа результатов геологоразведочных работ последних десятилетий (из открытых опубликованных источников) авторы оптимистично оценивают карбонатные коллекторы галогенно-карбонатного комплекса трещинного и кавернозного типа и делают вывод о необходимости дальнейшего изучения осадочного чехла в данном стратиграфическом интервале. Показано также, что актуальность изучения бельско-булайского комплекса обусловлена в том числе высокой подвижностью Сибирской платформы, что создает дополнительные трудности (рапопроявления, горизонты скольжения и прочее) при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также приводит к разрушению уже пробуренных, находящихся в консервации скважин, что оборачивается весьма серьезными эколого-экономическими последствиями.

Annotated list of articles

Skorobogatov V.A. Problems of resource support production of natural gas in Russia to 2050 / V.A. Skorobogatov, S.N. Sivkov, S.A. Danilevsky // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 4–14.

Problems of resource support the current, medium-term and long-term gas production in Russia are considered. Resource possibilities of increase in gas production to 1,0 trillion m³ by 2030 on a land and on shelf zones (The Arctic, the Far East, etc.) are shown. According to an assessment of authors, taking into account carrying out active prospecting works and new increases explored reserves of hydrocarbons it is possible to maintain the reached level of production of gas till 2045–2050. Gas production over this level will be provided at the expense of development of nonconventional sources of natural gas (gas of dense low-permeability collectors, coal layers, etc.).

Astafyev D.A. New ideas of a deep structure of sedimentary basins and prospects of opening of unique and large-scale fields of hydrocarbons / D.A. Astafyev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 15–31.

Results of studying of a regional and deep structure of sedimentary basins and oil-and-gas occurrence of a subsoil are given in interrelation with a deep structure, global and planetary geodynamics of Earth. On the basis of the new concept of geodynamics of the crust-mantle plates (sectors) the conclusion that any oil-and-gas basin can be considered in the form of the subradial destructive channel from the section «a core – a mantle» to a surface, providing at the expense of a decompression on borders of column bodies magmatism going back to a surface with carrying out of the allocated deep fluids, including hydrogen is drawn. According to the specified forecasts, there are all bases to expect opening of large-scale deposits of hydrocarbons first of all in Cainozoic and Mesozoic complexes of rocks potentially gas-and-oil occurrence, being in a formation stage basins.

Istratov I.V. Oil-and-gas occurrence and resource potential of the main sedimentary basins of World Ocean / I.V. Istratov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 32–42.

Features of oil-and-gas occurrence and distribution of the initial potential resource of hydrocarbonic raw materials on main oil-and-gas and oil-and-gas potential sedimentary basins of a shelf of the World Ocean are briefly stated. According to the accepted classifi-

cation, these basins are concentrated in seven regions: the Arctic Ocean, Northern Atlantic, Southern Atlantic, western part of the Indian Ocean, east part of the Indian Ocean, western part of the Pacific Ocean, east part of the Pacific Ocean. Distribution of initial potential resource of hydrocarbons on the main sedimentary basins of a shelf of the World Ocean, made on the published materials and Gazprom VNIIGAZ data is given.

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.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 43–52.

The comparative analysis of conditions of oil-and-gas accumulation in Western Siberia and in the Middle East is made. The major factors which have caused unique concentration of oil and gas in West-Siberian and Arab-Persian megabasins are specified. The characteristic West-Siberian and Arab-Persian (or the Persian Gulf) oil-and-gas megabasins is reflected.

Lyugay D.V. Strategy of searches of gas in Peri-Caspian depression / D.V. Lyugay, B.S. Korotkov, E.E. Polyakov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 53–58.

Peri-Caspian depression is presented for the first time as the epipaleozoic imposed depression. Prospects of opening of new large-scale fields in a subsalt complex not only in onboard zones, but also in the central deep-shipped part of a depression are proved. It is shown that mapping of subsalt deposits needs to be carried out on the basis of the uniform geological digital model constructed according to seismic exploration of different years and results of deep drilling in zones of left and right bank of the Volga River in Astrakhan, Volgograd and Saratov areas.

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.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 59–65.

The characteristic of a geothermal field of Jurassic and cretaceous part of a sedimentary cover of northern regions of Western Siberia is considered. The major factors having impact on distribution of sizes of sheeted temperatures and pressure in natural tanks are allocated. Defining influence of the thermodeep characteristic of

a bedding of reservoir quality rocks on their formation reservoir properties is established.

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.

The sedimentary cover of Western Siberia is usually considered as tectonic the passive formation broken by only stamp folds over ledges of the base and low-amplitude steeply-dipping fault. On the basis of results of repeated interpretation of the seismic exploration sections which have been carried out by the author, it is proved that Neocomian tectonic compression recognized concerning a framing of Western Siberia, extended and on Yamalo-Tazovsky region. The type of dislocations presented by flat thrust and underthrust of considerable amplitude new to the region, is considered by the complicated under-fault anticlinal folds. Some of these folds contain the revealed deposits of oil and gas, others are potentially productive and are offered as objects of searches of hydrocarbonic congestions.

Izvekoy I.B. Regularities of placement of hydrocarbons fields of a zone of a joint of Yamal, Gydansky and Nadym-Pursky areas of the West Siberian megaprovince / I.B. Izvekoy // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 74–80.

The zone of a joint of Nadym-Pursky, Yamal and Gydansky oil-and-gas areas is characterized by various oil-and-gas occurrence on a section and on the area. As a result of the exploration, which has been carried out in this zone, rather wide age range of oil-and-gas occurrence is established. Industrial congestions of hydrocarbons are found in deposits from Cenomanian roof to Paleozoic inclusive. Regularities and features of placement of gas and oil fields in a zone of a joint are connected with features of a tectonic structure and development of the area and lithologic and facies conditions of formation of sedimentary thicknesses. The difficult tectonic structure of the base of the studied area, existence rifts and interrifting raisings causes specifics of development of structures in a sedimentary cover. The tectonic factor in a zone of a joint is one of defining placement oil and gas fields.

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. Izvekoy, G.R. Pyatnitskaya, Yu.B. Silantsev, V.A. Skorobogatov, E.V. Semyonova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of*

Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 81–90.

Modern data on study, geological structure and oil-and-gas occurrence of Achimov sandy-argillaceous thickness of Berriasian – Valanginian age in Nadym-Pur-Tazovsky interfluvium (region) in the north of Western Siberia are reflected. Questions of placement and stocks of hydrocarbonic congestions in volume of Achimov thickness, thermobaric conditions of its fluidal system, physical and chemical properties and composition of free gas, condensate and oil, geochemical features and catagenesis organic substance are in detail considered. The retrospective analysis of estimates of size and structure of initial potential resource of hydrocarbons of Achimov tanks is carried out, author's estimates of resource of gas and liquid hydrocarbons are given.

Ryzhov A.E. Physical and chemical characteristic of condensates of Achimov deposits of Urengoyevskoye oil-gas condensate field / A.E. Ryzhov, N.M. Parfyonova, E.B. Grigoriev, I.M. Shafiev, M.M. Orman // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 91–98.

Results of complex physical and chemical research of condensates of Achimov deposits (Ach₃₋₄, Ach_{3-4,5} and Ach₃ layers) of Urengoyevskoye oil-gas condensate field with determination of properties, fraction and group hydrocarbonic structures, and also commodity properties of fuel fractions are stated. It is established that condensates of the studied deposits are similar among themselves according to physical and chemical characteristics and treat heavy condensates of methane and naphthenic type. It is shown that petrol, kerosene and diesel distillates of condensates are favorable stock for their use as a basis for the purpose of receiving the corresponding fuels.

Istomin V.A. Hydrate formation in a bottomhole formation zone at development of Turonian deposits of Western Siberia / V.A. Istomin, P.A. Moiseykin, V.N. Abrashov, D.M. Fedulov, V.V. Chernykh, C.G. Medvedev, T.V. Sopnev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 99–104.

On the example of Yuzhno-Russkoye field hydrate formation conditions in the Turonian deposits are defined. The technique of specification of formation temperature is offered and the nomogram for definition of whithout hydrate depression is submitted.

Tsvetkov L.D. Oil-bearing capability of zones of tension crust on the example of offshore part of Brazil and Russia / L.D. Tsvetkov, N.L. Tsvetkova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of*

Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P 105–113.

Results of the analysis of oil-bearing capability of offshore part of Brazil and east regions of Russia are given. On the basis of their comparison authors allocate in the east of Russia independent Nelkano-Sette-Dabansky the oil-and-gas basin with considerable resources of hydrocarbons.

Kosachuk G.P. To a question of the nature of oil pools (oil rims) formation of Nepsko-Botuoobinskaya anticlise fields / G.P. Kosachuk, S.V. Burakova, S.I. Butochkina, E.V. Melnikova, N.V. Budrevich // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 114–123.

The existing points of view of oil pools (oil rims) formation of Nepsko-Botuoobinskaya anticlise are shined. Results of the analysis of data on distribution of the productive oil-and-gas horizons of a section and the area of the Nepsko-Botuoobinsky region, their collection properties, the geochemical characteristic oils and condensates are given. On the basis of the received results authors formulated own ideas of oil pools (oil rims) formation of Nepsko-Botuoobinskaya anticlise.

Burakova S.V. Problems of development thin oil rims gas-condensate deposits of Eastern Siberia (on the example of Botuoobinskaya deposit of Chayandinskoye oil-gas condensate field) / S.V. Burakova, D.V. Izyumchenko, I.I. Minakov, V.A. Istomin, E.L. Kumeiko // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 124–133.

The analysis of possible approaches to development thin oil rims gas and gas-condensate deposits and methods of increase of coefficient of extraction of oil is submitted. Features of an oil rim of Chayandinskoye oil-gas condensate field and factors which can complicate its development are considered. Recommendations about application of the most perspective, according to authors, methods of extraction of oil in relation to geological field conditions of the Chayandinskoye field are made.

Kichenko V.E. Condition and problems of resource support export of the East Siberian gas / V.E. Kichenko, E.V. Semyonova // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 134–139.

The analysis of modern activity of the leading oil-and-gas extraction companies of the Russian Federation in Eastern Siberia and in the Far East indicates expansion here in the short term gas production and gas processing for the purpose of export of the Russian gas to the Asia-Pacific Region (APR) countries. The geo-

graphical position of designed plants on liquefied natural gas production (LNG) and gas processing and also feature of structure of gas raw materials will allow to satisfy demand of a number of the APR countries for the Russian gas. For implementation of export targets of gas and gas processing products to the APR countries Gazprom it is necessary to bring till 2018–2020 into development gas fields belonging to it and gas-processing plants (including on LNG production).

Korotkov S.B. Vertical channels of migration of hydrocarbons and their role in formation of the deep-shipped pools / S.B. Korotkov // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 140–147.

In the sedimentary and migratory theory Naphthide Genesis the key part in formation of hydrocarbons fields is assigned to their distant lateral migration. Distinctive feature of the top horizons is the consistency of permeable layers on the big area that provides conditions for regional streams of underground waters (the artesian pool). At big depths (the km is deeper 4,0÷4,5) all sedimentary rocks are strongly condensed (except very young depressions), in a section are absent the sustained layers, universal development the block structure has and, as a result, conditions for regional streams of underground waters are created. Vertical migration becomes the main form of a mass transfer. To increase the accuracy of forecasting of deep-laying productive objects, it is necessary to rethink the models of their formation considering revealed features of the deep horizons, and also the formations which have experienced deep immersion in the historical development.

At big depths the massif of rocks is divided into hydrodynamic isolated blocks of different dimension. In the block massif discretely at different levels there are zones of the raised jointing which serve in one cases as a receptacle for hydrocarbonic congestions, in others – migration ways in the direction of a day surface. The interblock zones being independent facial objects, also can form subvertical fluid canal, the environment for formation of hydrocarbons traps and the subvertical fluid barrier dividing a deposit into isolated hydrodynamic objects of development. This feature should be considered by searches, additional exploration and development of oil-and-gas fields.

Akimov V.V. Problems of an assessment and development of hydrocarbonic potential of a subsoil Korotaikhinskaya deep / V.V. Akimov // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 148–152.

Problems of an assessment of hydrocarbonic potential of a subsoil of the Korotaikhinskaya deep and its development are considered. The factors influencing an assessment of prospects of oil-and-gas content of the

area as a whole are revealed. Prospects of the main oil-and-gas complexes of the Korotaikhinskaya deep are shown.

Razmanova S.V. Fracture rocks collectors as additional source of the income of oil-and-gas companies / S.V. Razmanova, V.N. Abramov, T.V. Antonovskaya // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 153–160.

Results of an assessment of economic efficiency of development of one of subcalculating objects of Vuktylskoye oil-and-gas field by traditional trade and geophysical researches on the basis of the approach offered by authors are given. Conclusions are drawn on efficiency of its application and expediency of researches in fracture rocks collectors.

Kovalyova E.D. Classification of stocks of hydrocarbons of Russia. Problems of adaptation to the international standards / E.D. Kovalyova, O.G. Kananykhina, Yu.B. Silantsev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 161–164.

Problems of evolution of classification of stocks of hydrocarbons and its adaptation to the international standards are considered. Features of domestic and foreign systems of classification of stocks and resources of hydrocarbonic raw materials are shown. It is offered to consider staging of search process at their classification.

Korotkov S.B. Resource base, forecasts of production and consumption of natural gas in the European countries / S.B. Korotkov, E.V. Semyonova, V.V. Yakovenko // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 165–172.

Gazprom continues to remain the largest supplier of gas in the European market providing more than a quarter of its total consumption. Considering that such situation will remain in the next decades in article possible scenarios of development of the European gas market taking into account existing tendencies are considered: on the one hand, fast exhaustion of resource base and decrease in own production in the majority of the European countries, with another – diversifications of supply of gas, development of the market of the liquefied natural gas and transition to alternative energy sources.

Zabolotnaya Yu.I. Present state of mineral resources of hydrocarbons and forecast of an export potential of neighboring countries (Turkmenistan, Kazakhstan, Uzbekistan) / Yu.I. Zabolotnaya, N.A. Krylov, A.Ya. Grizik, E.V. Yudina, N.G. Ivanov //

Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 173–184.

On the basis of monitoring of a condition of a source of raw materials the structure of initial total resources of hydrocarbons of neighboring countries – Turkmenistan, Uzbekistan and Kazakhstan – is estimated. The expert forecast of their opportunities in the field of production, export and import on the five-year periods of development of mineral resources till 2030 is given. In the conditions of closeness of reliable information about a condition of the current stocks of gas and concrete results of exploration in a several countries of CIS, such forecast is necessary for Gazprom management for adoption of basic administrative decisions.

Zabolotnaya Yu.I. The directions of geological prospecting works of Gazprom in neighboring countries (Turkmenistan, Kazakhstan, Uzbekistan, Tajikistan, Kyrgyzstan) / Yu.I. Zabolotnaya, N.A. Krylov, A.Ya. Grizik // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 185–193.

The directions of geological prospecting activity of Gazprom in the countries of the Central Asian region, its results and prospects of further development are presented. The assessment of investment climate in the region is given. Formation and expansion of mineral resources base of Gazprom happens at the expense of development of the hydrocarbons resources of the oil-and-gas pools being not only in the territory of the Russian Federation, but also in neighboring countries. Control over the last allows to optimize dynamics of development of the Russian hydrocarbons resources and their structure.

Pyatnitskaya G.R. The helium resources base of Russian Federation and prospect of its development / G.R. Pyatnitskaya, Yu.B. Silantsev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 194–199.

Results of the analysis of distribution of world reserves of helium and source of raw materials of its production in the Russian Federation are given. Need of approach of the Russian standards to western as existence of divergences complicates comparison of regional structure of the revealed stocks and predicted resources is noted. The fractal assessment of structure of possible opening of helium-rich fields is given. Prime objects of development and the direction of search works for formation of resource base of helium are defined. The prime region for creation of the helium industry of Russia are the Irkutsk region and regions of the Krasnoyarsk Territory adjacent to it. Problems of resource providing the world market of helium are considered.

Silantyev Yu.B. Features of localization of helium resources in oil-and-gas pools of world / Yu.B. Silantyev, T.O. Haloshina // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 200–204.

From positions of evolution of natural oil and gas systems features of formation of zones of helium accumulation, their confinedness to non-uniformly scaled oil and gas objects and also dependence on age of consolidation of the base of sedimentary pools are considered. The main regularities of localization of helium accumulation resources are given.

Kovalyova E.D. Directions of increase of efficiency of development of the non-conventional gas resources / E.D. Kovalyova, Yu.B. Silantyev // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 205–211.

Development of non-conventional gas resources demands application of new geotechnologies and the optimum industrial providing allowing to increase profitability of their development. New systematization of geotechnologies is offered. The analysis of fiscal tax incentives of development of non-conventional gas resources of the USA, China and other countries is carried out.

Kuzminov V.A. Gas-containing slates as one of types of non-conventional resources of natural gas of low-permeability formations / V.A. Kuzminov, S.A. Leonov, E.V. Perlova, L.S. Salina // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 212–218.

One of types of the non-conventional gas resources – slate gas is considered, in which industrial development the USA by right are considered as the pioneer. “The slate boom” overflowed many countries of Europe and Asia having its resources and wishing to reduce dependence of the economy on import of natural gas. In Russia because of sufficient security with stocks of traditional gas questions of an assessment of resources a demand and prospects of development of slate gas are a little studied as in the near future it won't be the priority direction. According to authors of article carrying out scientific research work directed on an assessment of strategic risks of Gazprom, the slate projects connected with realization now is expedient.

Tsvetkov L.D. Slate oil of Russia / L.D. Tsvetkov, N.L. Tsvetkova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 219–230.

On the basis of studying of the main formations in the territory of Russia the conclusion that within an

epipaleozoic West Siberian plate (and especially ancient Siberian platform) there are huge resources of slate oil which will allow our country to keep leading positions in world oil production to the middle of the current century is drawn. It is expedient to concentrate efforts on the first stage of industrial development of these resources in the areas having obvious geological and economic advantages or the most favorable geographic-and-economic conditions, namely: in the central regions of Western Siberia (Bazhenovskaya formation), the western part of the Krasnodar territory near the coast of the Black Sea (Kumskaya formation), northern part of the Khabarovsk territory near the coast of the Sea of Okhotsk (Malginskaya and Inikanskaya formations).

Cheltsov V.N. Vibrogeodynamic recurrence of sheeted temperatures in temporarily shut-in wells / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyaev, T.V. Cheltsova, L.A. Kalyakina // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 231–237.

For the first time as one of the reasons, caused spatial changes of a thermic field of the Astrakhanskoye gas field, natural vibrogeodynamic recurrence is specified. It influences gas-tightness, drainage, flood and fluid charging of deposits, emergence of behind-the-casing pressure, burial of industrial flows, safety of drilling and feature of fields development. The available facts of recurrence of sheeted temperatures and pressure define expediency of carrying out passive seismometry of gas fields (including in a mode of continuous monitoring). It will allow to provide fuller metrological coverage of objects of development, the prevention of complications, etc.

Akhiyarov A.V. Paleozoic carbonate platforms of Peri-Caspian Depression as oil-and-gas search criteria / A.V. Akhiyarov, K.M. Semyonova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 238–252.

Features of a structure and development of large carbonate massifs of Peri-Caspian Depression with which are generally connected as the proved considerable industrial stocks of hydrocarbonic raw materials, and further prospects of opening of new hydrocarbonic fields, probably, large and unique on stocks are considered. The analysis of the published geologic-geophysical data carried out by authors on this region, and also results of scientific researches of the last years of known Russian and Kazakhstan scientists allowed to reveal features of sedimentation modes at which there was an origin and formation of carbonate massifs of this type. All onboard zones of Peri-Caspian Depression about their oil and gas prospects are reflected. On the example of the largest fields of the studied region regularities of distribution (from the east to the west) congestions of

hydrocarbons of a different phase condition irrespective of the size of stocks, type of a deposit and stratigraphic interval of its bedding, and also a lithology of breeds collectors are shown.

Akhiyarov A.V. Belsko-bulaysky halogen and carbonate complex and its lithofacies and stratigraphic analogs within the Leno-Tungusky oil-and-gas province: prospects of oil-and-gas content and possible complications at drilling / A.V. Akhiyarov, K.M. Semyonova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 253–264.

The geological structure of a Belsko-bulaysky halogen and carbonate complex in the Leno-Tungusky oil-and-gas province (in an area of the Irkutsk region) and

its lithofacies and stratigraphic analogs within Yakutia is reflected. On the basis of the retrospective analysis of results of prospecting works of the last decades (from the open published sources) authors optimistically estimate carbonate collectors of a halogen and carbonate complex of cavernous fractured type and draw a conclusion about need of further studying of a sedimentary cover for this stratigraphic interval. It is shown also that relevance of studying of a Belsko-bulaysky complex is caused including high mobility of the Siberian platform that creates additional difficulties (brine manifestations, the horizons of sliding and other) when drilling explorative and operational wells, and also leads to destruction of already drilled wells which were in preservation that turns around in very serious ecological and economic consequences.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника, авторы передают издательству безвозмездное исключительное право сроком на 2 года опубликовать ее на русском языке в печатной и электронной (Интернет) версиях издания, а также на лазерных дисках. Издательство ООО «Газпром ВНИИГАЗ» заключает с авторами лицензионный договор (форма договора представлена на сайте www.vesti-gas.ru).

К статье прилагаются

1. Экспертное заключение (для сторонних авторов – письмо-направление, подписанное руководителем организации) с информацией, что работа может быть опубликована в открытой печати.

2. Сведения об авторах: название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; звание и должность; направление исследований; контактный телефон и e-mail.

3. Аннотация должна содержать не менее 500 печатных знаков с указанием **ключевых слов** (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод.

4. Английский перевод названия статьи, фамилий, имен и отчеств авторов, организации, аннотации, ключевых слов.

5. Рисунки отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

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, таблицы, библиографический список. Статья подписывается всеми авторами.

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 соответствовать требованиям ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. 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 должны быть набраны гарнитурой Times New Roman. 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 структуру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул.

7. Рисунки (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы – не более 5, в том числе *a*, *b*, *v*) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). 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.

Плата с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СБОРНИК

Уважаемые читатели, коллеги, друзья!

Выпуском «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 года» Издательство ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и Редакционная коллегия научно-технического сборника «Вести газовой науки» завершают уходящий 2013 год, в течение которого мы вместе с вами подготовили и выпустили в свет сборники по наиболее актуальным научным тематикам.

Мы с гордостью констатируем, что более 200 авторов из числа российских и зарубежных ученых и производственников с интересом и энтузиазмом приняли участие в пяти выпусках сборника. В качестве рецензентов выступили такие безусловные научные авторитеты, как академик и член Президиума РАН Е.П. Велихов, члены-корреспонденты РАН А.И. Гриценко и В.В. Сычев, доктора наук Б.А. Никитин, Д.В. Люгай, В.И. Лапшин.

Надеемся, что тематика и содержательность сборника, актуальные научные подходы, оценка и опыт, предложенные авторами, не оставили равнодушными вас, наши читатели!

В наступающем 2014 году выпуски нашего издания будут посвящены следующим вопросам:



№ 1 «Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов»



№ 2 «Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов»



№ 3 «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России»



№ 4 «Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений»



№ 5 «Современные технологии переработки и использования газа»

Мы будем рады видеть в числе наших авторов новые имена, заинтересованных подписчиков, посетителей сайта www.vesti-gas.ru. Редакция, в свою очередь, расширит возможности участия авторов и доступа к полным текстам публикаций, в том числе – в электронных версиях сборников.

Так, совместными усилиями, мы будем способствовать обмену опытом и мнениями ученых, генерированию нового, свежего и актуального информационного потока.

До новых встреч в наступающем 2014 году!

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