

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ
Научный Совет РАН по проблемам геологии и разработки
месторождений нефти и газа
Институт проблем нефти и газа РАН
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Ответственные редакторы:
академик *А. Н. Дмитриевский*
академик *А. Э. Конторович*



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ
Научный Совет РАН по проблемам геологии и разработки
месторождений нефти и газа
Институт проблем нефти и газа РАН
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ
ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА
И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА РОССИИ**

Ответственные редакторы:
академик *А.Н. Дмитриевский*
академик *А.Э. Конторович*

Москва
ГЕОС
2007

УДК 550.41+551.24+553.98

ББК 26.325.3

Ф 69

Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России. М.: ГЕОС, 2007. 391 с.

В сборнике представлены материалы отчетной конференции по результатам научных исследований, проводившихся в 2003–2005 гг. в соответствии с Программой фундаментальных исследований Отделения наук о Земле Российской академии наук «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России».

Координаторы Программы академики: *А.Н. Дмитриевский*

А.Э. Конторович

Для широкого круга научных работников и специалистов, занимающихся проблемами геологии и геохимии месторождений нефти и газа, их поисками и разведкой, научным обоснованием новых технологий разработки месторождений углеводородного сырья.

Ответственные редакторы:
академик *А.Н. Дмитриевский*
академик *А.Э. Конторович*

© Научный совет по Программе ОНЗ РАН, 2007

© Институт проблем нефти и газа РАН, 2007

© ГЕОС, 2007

ВВЕДЕНИЕ

Энергетический комплекс России оказывает мощное всестороннее влияние на экономику, социальную сферу и оборонную безопасность страны. Несмотря на системный экономический кризис последнего десятилетия, Россия сохранила ведущее место в мире среди нефтегазодобывающих стран. Преодолев затяжной спад, добыча нефти и газового конденсата в России существенно возросла и составила в 2005 году 458 млн т. Россия сохраняет лидирующую роль в мире по добыче природного газа – в 2005 году было добыто 598 млрд м³.

Важнейшее условие устойчивой работы нефтегазового комплекса России – обеспечение расширенного воспроизводства его минерально-сырьевой базы. Вместе с тем, начиная с 1994 г., приросты запасов нефти и газа существенно меньше, чем их добыча. Подобное положение в средне- и долгосрочной перспективе, особенно в условиях быстрого роста добычи углеводородного сырья, может нанести серьезный ущерб энергетической и экономической безопасности страны.

В то же время Россия пока не вышла из начальной стадии освоения своих ресурсов нефти и газа. Из всех начальных суммарных ресурсов нефти в России 16% составляет накопленная добыча, 17% – детально разведанные и 8% – предварительно оцененные запасы. Перспективные и прогнозные ресурсы близки к 60%. На накопленную добычу природного газа приходится всего лишь 5% от начальных суммарных ресурсов, на детально разведанные запасы – 20%, на предварительно оцененные – 7%. Перспективные и прогнозные ресурсы природного газа составляют 68%. Потенциально нефтегазоносные провинции занимают огромные площади и резко отличаются по степени геологической изученности и прогнозным ресурсам [1].

Анализ, выполненный учеными РАН, показывает, что до 2010–2012 гг. нефть в России будет добываться из разрабатываемых и подготовленных ранее к освоению месторождений. Ввод в эксплуатацию новых объектов потребует с 2012 г., а с 2020 – интенсивное освоение новых нефтегазоносных бассейнов Восточной Сибири, севера Европейской части страны, морского шельфа и некоторых других.

Продолжает ухудшаться структура разведанных запасов нефти. Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях, являются в значительной части трудно извлекаемыми. В настоящее время объем трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов нефти.

Серьезной проблемой является снижение коэффициента извлечения нефти и рост безвозвратных потерь разведанных запасов нефти в недрах при ее добыче. Падение нефтеотдачи началось еще в советский период. В 1960 году коэффициент нефтеотдачи достигал 0,51, а к 1990 году он снизился до 0,39, что было обусловлено ухудшением структуры запасов, вводимых в разработку. На дальнейшее снижение степени извлечения нефти из недр в 90-ые годы в значительной мере повлиял отказ многих нефтяных компаний от применения передовых методов воздействия на пласт (тепловых, газовых, физико-химических и др.). К 2001 году проектная нефтеотдача уменьшилась до 0,35, а фактическая составила лишь 0,28 [2].

Успешное решение перечисленных выше проблем требует проведения комплекса фундаментальных и ориентированных фундаментальных исследований, ставящих своей целью создание научных основ нового поколения высокоэффективных технологий прогноза, поисков, разведки и освоения месторождений углеводородного сырья. На это были направлены исследования, проведенные в 2003–2005 гг. в рамках Программы фундаментальных исследований ОНЗ РАН «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России».

Основными целями исследования по Программе являлись:

- дальнейшее развитие фундаментальных представлений о процессах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, формировании нефтегазоносных осадочных бассейнов и закономерностях размещения скоплений углеводородов;
- научное обоснование новых концептуальных подходов, критериев и методов прогноза и оценки нефтегазоносности осадочных бассейнов, выявления скоплений углеводородов, оценки и рационального освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья;
- научное обоснование стратегии долгосрочного устойчивого развития нефтегазового комплекса страны.

Для достижения указанных целей решались следующие **основные задачи**:

- теоретическое и экспериментальное обоснование роли различных факторов в процессах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, построение геологических и геохимических моделей этих процессов;
- развитие методов изучения и моделирования нефтегазоносных осадочных бассейнов с использованием современных представлений о глубинной структуре и флюидных режимах литосферы, реконструкцией палеогеодинамических обстановок и палеотермических режимов;
- построение комплексных геолого-геофизических моделей формирования и развития основных нефтегазоносных бассейнов России, включая шельф арктических морей, разработка новых критериев оценки и выделения перспективных зон, площадей и скопления углеводородов;
- создание научных основ и разработка новых технологий оценки и освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья;
- научное обоснование основных тенденций долгосрочного развития нефтегазового комплекса России;

- разработка сценариев развития нефтегазового комплекса Сибири на период до 2020 года.

Рассматриваемая Программа характеризуется широкой предметной областью, включающей наряду с природными объектами: углеводородными флюидами, нефтегазоносными бассейнами, скоплениями нефти и газа, природно-техногенные объекты – разрабатываемые месторождения углеводородов и сложную технико-экономическую систему – нефтегазовый комплекс в целом. Это обуславливает многопредметный характер исследований, необходимость выполнения в рамках единой программы нескольких взаимосвязанных проектов, объединенных общей целью, выделенными ресурсами и временными рамками. Указанные особенности Программы позволяют рассматривать ее как комплексный многоплановый научный проект. Как свидетельствует отечественный и зарубежный опыт, успешная реализация подобных комплексных проектов требует применения программно-целевых методов планирования и управления, обеспечивающих эффективную координацию работ большого числа научных организаций-соисполнителей, осуществление мониторинга проводимых исследований на всех этапах выполнения Программы, возможность корректировки решаемых задач и перераспределения выделенных средств между отдельными проектами.

Исследования по Программе были начаты во втором квартале 2003 г., закончены – в IV квартале 2005 г.

В 2003 году в Научный совет по Программе поступило более 50 заявок на выполнение научных исследований по фундаментальным проблемам геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России.

По результатам рассмотрения поданных заявок была сформирована Программа, состоящая из 12 комплексных проектов. К выполнению исследований по Программе на конкурсной основе были привлечены научные коллективы из 18-ти институтов РАН:

- центральной части РАН: ИПНГ РАН, ГЕОХИ РАН, ГИ РАН, ИГЕМ РАН, ИЛ РАН, ИО РАН, ИГЭМИ ОИФЗ РАН, ГИ ДагНЦ РАН, ГИ КНЦ РАН, ИГ УФНЦ РАН; ЮНЦ РАН

- Сибирского отделения РАН: ИГНГ СО РАН, ИПНГ СО РАН, ИХН СО РАН, ОИК СО РАН;

- Уральского отделения РАН: ИГ Коми НЦ УрО РАН, ИГ УрО РАН, ГИ УрО РАН.

- Дальневосточного отделения РАН: Северо-Восточный научный центр.

Координаторами Программы являлись академики А.Н. Дмитриевский и А.Э. Конторович.

Привлечение к выполнению исследований по Программе ведущих научных коллективов и ученых институтов РАН, многие из которых являются признанными лидерами в различных областях геологии нефти и газа, геофлюидодинамики, изучения и моделировании осадочных бассейнов, разработки месторождений углеводородов и др. обеспечило высокий теоретический уровень исследований, новизну и научную обоснованность полученных результатов.

Промежуточные результаты исследований по Программе в ноябре–декабре 2003 и 2004 гг. рассматривались на совместных заседаниях Научного совета Программы и Ученого совета ИПНГ РАН, а также на научных конференциях:

– «Генезис нефти и газа (2003 г., организаторы – ИПНГ РАН, ИГНГ СО РАН и Научный Совет по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа),

– «Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья» (2004 г., организаторы – ИПНГ РАН и Научный совет по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа),

– «Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии» (2005 г., организаторы – ИПНГ РАН, Научный совет по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина).

В ноябре 2005 года была проведена итоговая научная конференция по основным направлениям исследований по Программе, по материалам которой подготовлены статьи, опубликованные в настоящем сборнике.

Литература

1. Белонин М.Д., Якуцени В.П. Проблемы сырьевого обеспечения ТЭК России // Сырьевая база углеводородного сырья и его прогноз: Нетрадиционные источники углеводородного сырья. СПб.: Недра, 2004.
2. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи в стране // Нефть. хоз-во. 2004. №10.

НАПРАВЛЕНИЕ I

**Геологическое и геохимическое
моделирование процессов
нефтегазообразования
и нефтегазонакопления**

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ СЕМЕЙСТВА НЕФТЕЙ (НАФТИДОВ) СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*А.Э. Конторович¹, В.А. Каширцев¹,
И.Д. Тимошина², И.К. Иванова², О.Н. Чалая²*

¹ Институт геологии нефти и газа СО РАН,

² Институт проблем нефти и газа СО РАН
igng@uiggm.nsc.ru

Проблема генетической типизации нафтидов, в том числе на Сибирской платформе, уже неоднократно обсуждалась в литературе и в значительной мере всегда была связана с решением вопроса об их происхождении.

Успешное использование углеводородов – биомаркеров для корреляции и генетической типизации как неизменных нефтей, так и биодegradированных природных битумов, продемонстрированное как отечественными, так и зарубежными исследователями [1–13], обусловило и наш выбор основных параметров для типизации нафтидов Сибирской платформы. Наряду с биомаркерами использованы сведения о порфиринах, изотопном составе углерода, и ряд новых геохимических параметров.

Первое генетическое семейство нафтидов имеет на Сибирской платформе широчайшее распространение. Это нефти основных продуктивных горизонтов в пределах «главного пояса нефтегазоносности» Лено-Тунгусской НГП и многочисленные нефте- и битумопроявления в осадочном чехле Сюдджерской седловины, в том числе природные битумы Силигир-Мархинского битумного поля, включая нафтидопроявления в кимберлитовых трубках южного склона Анабарской антеклизы.

Среди «древних» нефтей Сибирской платформы А.Э. Конторович с соавторами выделили два самостоятельных семейства, одно из которых локализовано в пределах Байкитской антеклизы, другое заполнило ловушки Катангской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы [1]. В настоящее время, сопоставляя эти семейства с более поздними (палеозойскими и мезозойскими) нефтями востока Сибирской платформы, по всей вероятности, имеет смысл перевести их в разряд подсемейств, поскольку, несмотря на существенные расстояния, разделяющие эти крупные нефтегазоносные области (НГО), различия в составах этих нефтей не так уж велики. Все они содержат изотопно – «легкий» углерод ($\delta^{13}\text{C}$ -33,2 – -36,1‰) и типичный набор 12- и 13-монометилалканов – углеводородов, практически не встречающихся в нефтях другого возраста. Состав молекул-биомаркеров однозначно свидетельствует о бактериопланктоногенном исходном органическом веществе, генерировавшем углеводородные флюиды в рифейских и рифейско-вендских очагах нефтеобразования по окраинам Сибирского кратона и в отдельных рифтовых трогах [1–4].

Можно отметить еще некоторые геохимические особенности древних нефтей Сибирской платформы, которые отличают их от нефтей других нефтегазоносных бассейнов. Среди этих особенностей – резкое преобладание алкилбензолов с нечетными номерами атомов углерода над четными (рис. 1).

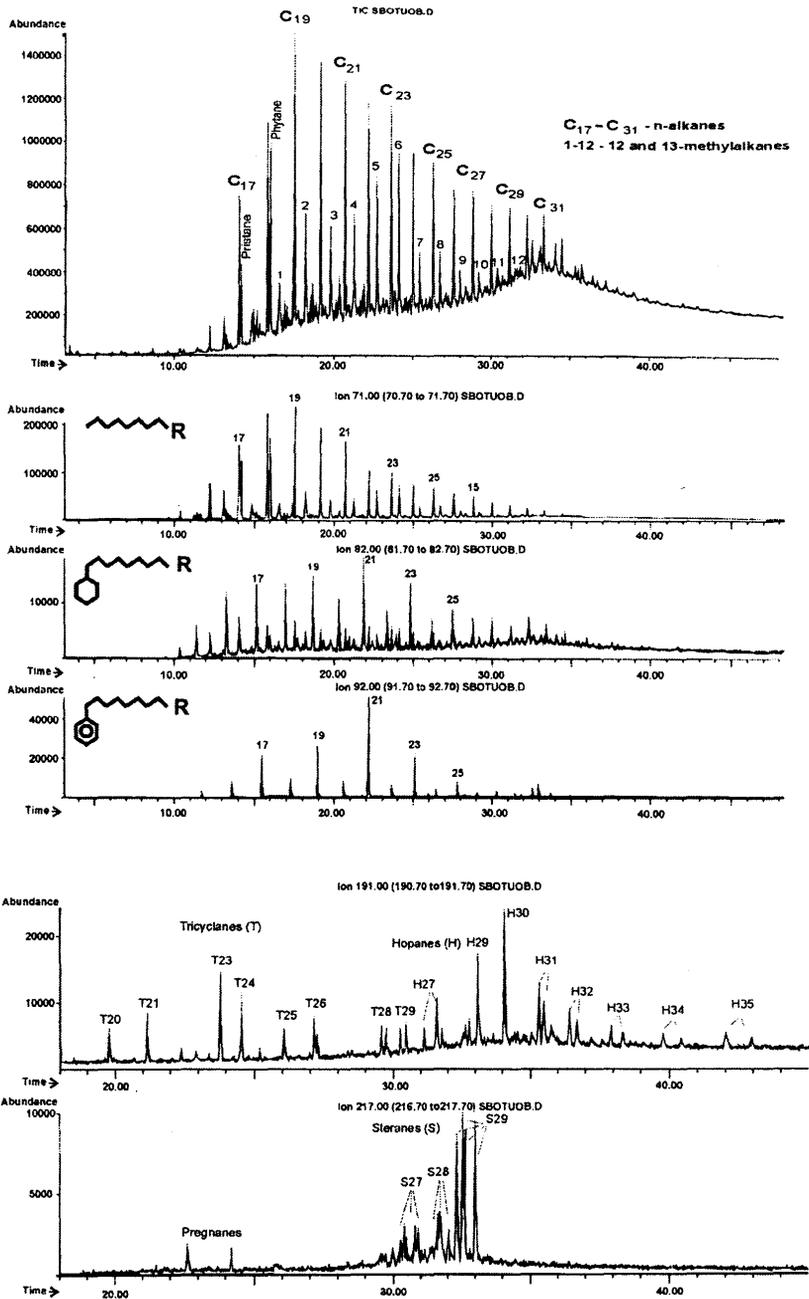


Рис. 1. Хроматограмма по общему ионному току (зверху); масс-фрагментограммы распределения: алканов (m/z 71); алкилциклогексанов (m/z 82); алкилбензолов (m/z 92); терпанов (m/z 191) и стеранов (m/z 217) в нефти Среднеботуобинского месторождения

Согласно существующим представлениям, ароматические углеводороды не синтезируются живыми организмами, а образуются из содержащихся в них органических соединений в процессе преобразования органического вещества в результате биохимических и термохимических реакций. Биохимическим источником высокомолекулярных алкилбензолов с неразветвленной цепью являются ненасыщенные жирные кислоты липидных компонентов живого вещества. В результате их дегидратационной циклизации, происходящей на природных катализаторах, и последующих реакций деструкции, присоединения свободных радикалов и декарбокислирования образуется гомологический ряд *n*-алкилбензолов. Образование алкилбензолов и удлинение алкильного заместителя может протекать в условиях катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) и нефтей. Ненасыщенные жирные кислоты могут быть биохимическим источником как *n*-алкилбензолов, так и всей гаммы алифатических, циклических и ароматических углеводородов. состава C₆–C₃₅, которые обычно и образуются при контакте жирных кислот с алюмосиликатами. Это позволяет говорить о генетическом родстве *n*-алкилбензолов, алкилциклогексанов и *n*-алканов. Алкилбензолы с длинными нормальными алкильными цепями являются своеобразными аналогами *n*-алканов нефтей, сохранившими структурные фрагменты исходных молекул. Они считаются «биомаркерами второго порядка» и наряду с «основными» биометками рассматриваются как показатели определенных типов ОВ, участвующих в генезисе нефти. С другой стороны, являясь продуктами вторичного преобразования компонентов липидного живого вещества, *n*-алкилбензолы, вероятно, способны нести информацию о процессах созревания и, возможно, миграции углеводородов.

Второе генетическое семейство включает в себя венд-кембрийские битумы Восточно-Анабарского и Центральнооленекского полей [7] Они имеют много общих черт с нафтидами первого семейства и, в частности, в распределении стеранов и гопанов. Существенным же отличием от битумов первого семейства является отсутствие 12- и 13-метилалканов, порфиринов и редуцированный ряд трициклических алканов. Все эти признаки характерны и для битумоидов хатыспытской свиты венда, карбонатные породы которой, обогащенные органическим углеродом, по всей вероятности, и являлись «материнскими» для нафтидов выделяемого семейства. Малая степень «зрелости» этих материнских отложений на Оленекском поднятии [8] в пределах погруженной части Суханской впадины и Лено-Анабарского прогиба должна смениться на термобарические условия «нефтяного окна» или главной зоны нефтеобразования.

Третье генетическое семейство нафтидов, обязано своим происхождением куонамскому горючесланцевому комплексу. В отличие от двух первых семейств, для рассеянных битумоидов и «свободных» битумов куонамского комплекса характерны относительно высокие концентрации диастеранов и ванадилпорфиринов.

По набору геохимических признаков к этому семейству относятся многочисленные нефтепроявления и даже неглубоко залегающие нефтяные залежи, вскрытые гидрогеологическими скважинами в среднекембрийских отложениях на северном склоне Алданской антеклизы в бассейне р. Лены и р. Амги.

Изучение распределения целого ряда молекул – биомаркеров как в битумоидах пород куонамской формации и ее стратиграфических аналогов (синская и иниканская свиты) так и в нефтях среднего кембрия северного склона Алданской антеклизы показало совершенно идентичное распределение терпановых, стера-

новых и ароматических стероидных биометок – свидетельство теснейшей генетической связи материнских пород горючесланцевой формации с нефтепроявлениями (рис. 2).

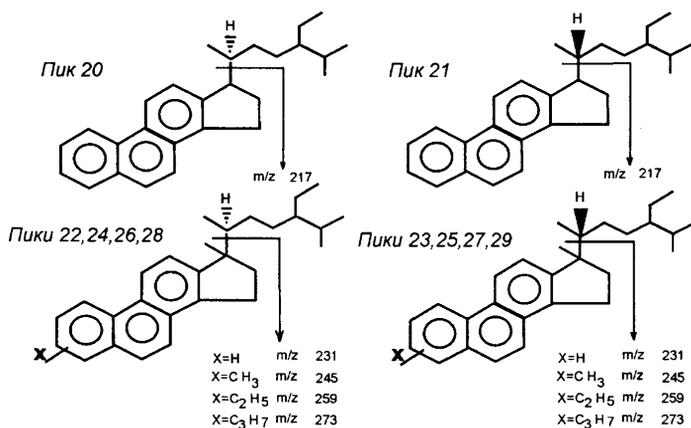
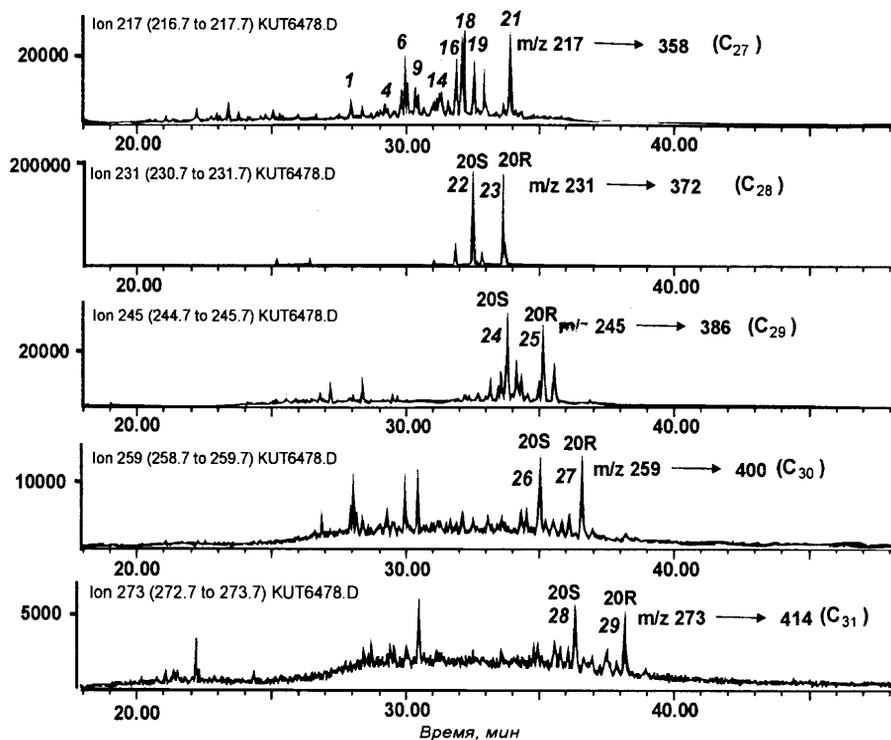


Рис. 2. Распределение стеранов (m/z 217) и триароматических стероидов (m/z 231–273) в кембрийской нефти Алданской антеклизы (распределение этих биометок в горючих сланцах синской свиты совершенно идентично)

По существующим представлениям образование триароматических (ТА) стероидов связано с ароматизацией двух колец у моноароматических (МА) стероидов (диагенетических производных от соответствующих стеранов), потерей одной метильной группы в положении С-10 (или С-5 у диастеранов) и миграции другой из положения С-13 в положение С-17, т.е. МА-стероид C_{29} превращается в ТА-стероид C_{28} [9, 15]. В конечном итоге основными предшественниками ТА-стероидов C_{28} являются S и R стераны C_{29} (этилхолестаны). Отмечается, что триароматические стероиды более чувствительны к термическому созреванию углеводородов, нежели МА-стероиды. Их появление свидетельствует, что материнские отложения прошли, как минимум, начальную стадию «нефтяного окна» [16].

В нашем случае пики триароматических стероидов (20 и 21) появляются на масс-фрагментограммах m/z 217 с молекулярным ионом 358, что позволяет идентифицировать их как ТА-стероиды C_{27} без метильной группы у С-17, а пики 24–29 с основными фрагментными ионами m/z 245, 259, 273, – как триароматические стероиды с алкильной цепью в левой части молекулы. В литературе очень редко встречаются сведения о ТА-стероидах C_{29} с метильной группой у кольца А [17]. Более «длинные» стероиды пока не были известны и, естественно, для подтверждения подобных структур желателен встречный синтез. Тем не менее, идентификация этих углеводородов в битумоидах и нефтях северного склона Алданской антеклизы ставит их в ранг весьма ценных биометок для выделяемого здесь генетического семейства нефтей, обязанного своим происхождением кембрийской горючессланцевой формации.

Четвертое генетическое семейство нафтидов выделяется нами среди нефтяных оторочек, которые сопутствуют ряду газоконденсатных месторождений в пермских, триасовых и юрских отложениях Вилуйской синеклизы. По распределению биомаркеров (отсутствие высокомолекулярных хейлантанов, относительно высокие содержания диастеранов C_{29} , присутствие диагопана C_{30} , низкий гомоопановый индекс, преобладание никелевых порфиринов над ванадилпорфиринами при общих весьма низких их концентрациях), а также по «тяжелому» изотопному составу углерода ($\delta^{13}C$ -25,3–28,2‰), все нефти относятся к единому семейству, обязанному своим происхождением пермским континентальным отложениям.

По распределению алкил- и метилалкилбензолов эти нефти существенно отличаются от древних нефтей. Обычно максимум их распределения, как и максимум распределения n-алканов, смещен в высокомолекулярную область и не наблюдается существенного преобладания молекул с нечетным количеством атомов углерода. Среди относительно низкомолекулярных углеводородов присутствуют гибридные, циклогексильные и циклогексилбензолные углеводороды (рис. 3).

В некоторых биодegradированных нефтях (Западно-Тюнгское месторождение) алкилбензолы практически нацело уничтожены при бактериальном окислении, хотя часть нормальных алканов и изопреноидов еще сохранилась.

В целом континентальный характер органического вещества в верхнепалеозойских отложениях Вилуйской синеклизы фактор не позволяет высоко оценивать потенциальную нефтеносность этого семейства, но в то же время позволяет надеяться на открытие новых газоконденсатных месторождений.

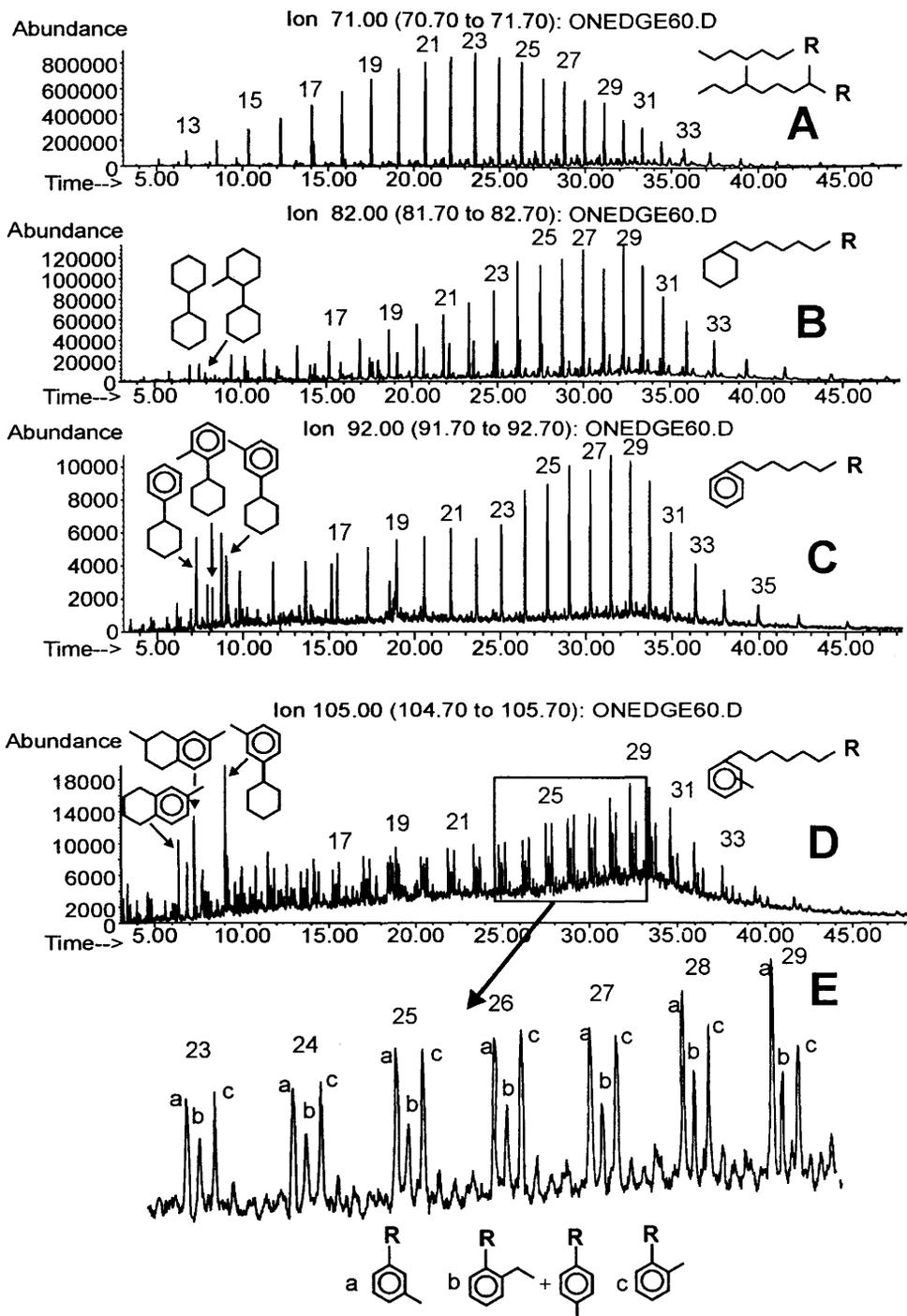


Рис. 3. Распределение *n*-алканов и изопреноидов (m/z 71), алкилциклогексанов (m/z 82), алкилбензолов (m/z 92) и метил-алкилбензолов (m/z 105) в нефти Неджелинского месторождения (Виллойская синеклиза)

Пятое генетическое семейство включает в себя природные битумы Оленекского месторождения. Тритерпаны в них представлены главным образом 25-норметилгопанами, с весьма характерным резким преобладанием 25-нордиантана над 25-норгопаном (отношение их колеблется от 3 до 3,5), также как и адиантана над гопаном (2,5–3,2). Из числа всех проанализированных нафтидов на северо-востоке Сибирской платформы, высокие концентрации адиантанов, превышающие количества собственно гопанов, отмечаются лишь для нефтей Тигяно-Анабарского поднятия.

Для нафтидов пятого семейства характерно наличие диастеранов, ванадилпорфиринов и широкий диапазон вариаций изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$ -25,6 – -31,4‰). Все перечисленные признаки свидетельствуют, всего скорее, о гетерогенности Оленекского месторождения [7]. В качестве косвенных признаков, подтверждающих это предположение, можно упомянуть то обстоятельство, что в нефтенасыщенном керне пермских пород Чарчыкской скважины (интервал 1498–1510 м) в небольших количествах были идентифицированы 12 и 13-метилалканы – биометки, типичные для древних нефтей Сибирской платформы, а в верхнедокембрийском и кембрийском разрезе Хастахской и Чарчыкской скважин были обнаружены трещины, заполненные кальцитом и вязким битумом. Гетерогенностью формирования, по-видимому, объясняются и уникальные масштабы Оленекского месторождения битумов.

В шестое генетическое семейство объединены природные битумы Мунского и Верхнемунского битумных полей, локализованные главным образом в базальных горизонтах нижней юры.

По количеству трицикланов (хейлантанов) и их отношению к гопанам верхнемунские битумы превосходят даже венд-нижнекембрийские нефти Сибирской платформы и существенно отличаются от верхнепалеозойских и мезозойских нефтей Вилюйской синеклизы. Вместе с тем, идентификация в этих битумах высоких концентраций 28-норгопанов, диастеранов, отсутствие или низкие концентрации порфириновых комплексов и «тяжелый» изотопный состав углерода существенно отличает их от докембрийских нафтидов. Судя по набору и распределению биомаркеров, юрские битумы Мунского поднятия обязаны своим происхождением нефтям, образованным за счет преимущественно сапропелевого органического вещества собственно юрских морских материнских отложений. Материнские плинсбахские и тоарские морские, преимущественно глинистые отложения, широко распространены к востоку от Мунского поднятия в пределах погруженной части Предверхоянского прогиба.

Седьмое генетическое семейство включает в себя пермские нефти Тигяно-Анабарской группы месторождений. Нефти несут в себе целый комплекс признаков о том, что их материнское органическое вещество накапливалось в условиях сильно засоленного бассейна (относительно высокие концентрации сквалана, гаммацераана, преобладание адиантана над гопаном и т.п.). Солеродный бассейн здесь существовал в девоне, что в последующем отразилось и на тектоническом строении региона. В ряде диапировых структур нефтепроявления известны от девона до юры. Есть все основания считать, что девонские отложения, наряду с пермскими, внесли существенный вклад в нефтеносность Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области [7].

С учетом новейших геодинамических реконструкций, начиная с рифея, территория востока современной Сибирской платформы и Верхояно-Чукотского

складчатого пояса составляли единую плиту с близким геодинамическим режимом, который характеризовался кратонизацией коры, обеспечивающий переход от рифтогенного к платформенному этапу развития [3, 14]. С раннего венда и в течение всего палеозоя, триасового и юрского периодов восточная часть кратона представляла собою пассивную континентальную окраину, существенно модифицированную девонским рифтогенезом.

За это время на шельфе окраины неоднократно существовали благоприятные условия для накопления осадочных толщ, обогащенных органическим веществом и, соответственно, определявших формирование и размещение целого ряда месторождений каустобиолитов – горючих полезных ископаемых таких, как горючие (битуминозные) сланцы и угли. Как правило, углеродистые формации обладали и высоким нефте- и газогенерационным потенциалом, который реализовывался по мере развития осадочно-породных бассейнов.

В южной части Сибирской платформы и в ее обрамлении в позднем докембрие существовало два очага нефтидообразования Енисей-Байкитский и Байкало-Патомский, где откладывались наиболее древние богатые аквагенным (планктоно- и бактериогенным) органическим веществом осадки [3]. В качестве нефтепроизводивших наибольший интерес представляют рифейские породы складчатого обрамления Сибирской платформы: Енисейского кряжа (шунтарская, токминская, суохребтинская свиты) и Патомского нагорья (рифейские хайвергинская, бугарихтинская, джемкуканская, валюхтинская и вендские – жербинская и тинновская свиты), а также древние отложения внутри платформы в пределах Байкитской НГО (рифейские мадринская, ирэмэкенская).

Обширный солеродный бассейн, существовавший в венде – раннем кембрие на юге Сибирской платформы, и распространявшийся до полосы барьерных рифов между Анабарским и Алданским сводовыми поднятиями, определил развитие здесь наиболее благоприятных условий как для генерации, так и аккумуляции и сохранения нефтяных и газо-конденсатных месторождений.

Как уже было показано выше, докембрийские нефти, сформировавшиеся в Енисей-Байкитском и Байкало-Патомском очагах по своим геохимическим характеристикам (набору и распределению биомаркеров, изотопному составу углерода, содержанию металлов и др.) достаточно однотипны и формировались за счет аквагенного морского органического вещества в бассейнах с повышенной соленостью и восстановительной обстановкой в диагенезе осадков.

Другой докембрийский «интракратонный» очаг нефтидообразования существовал в Суханском бассейне и был связан с вендскими (хатыспытская свита битуминозных известняков) отложениями. Следы существования этого очага зафиксированы в обширных битумопроявлениях в венд-нижекембрийских отложениях восточной периферии Анабарского свода и на западном склоне Оленекского поднятия. Геохимические особенности нефтидов (отсутствие 12 и 13-монометилалканов, ванадиловых порфиринов, «легкий» изотопный состав углерода) хорошо коррелируются с битумоидами материнских отложений.

Следующий очаг интенсивного нефтидообразования обязан своим возникновением уникальной по содержанию сапропелевого вещества (до 30%) куонамской горючесланцевой формации, которая сформировалась к северо-востоку от барьерных рифов в течение позднеботомского, тойонского и амгинского веков кембрийского периода и сохранявшая свои литологические особенности на обшир-

нейшей площади Оленекско-Юдомо-Майского бассейна. Одними из крупнейших очагов нефте- и газообразования несомненно были Вилюйский и Алдано-Майский. Вещественные следы существования этих очагов зафиксированы на северном склоне Алданской антеклизы (междуречье р. Лены и р. Амги), где в ниже- среднекембрийских известняках кутургиновой и танхайской свит установлены многочисленные нефтепроявления и, возможно, нефтяная залежь, по геохимическим параметрам отвечающие составу материнского вещества куонамской формации. Самыми существенными признаками, являются относительно высокие содержания ванадил-порфиринов, триароматических стероидов, присутствие диастеранов и отсутствие 12 и 13-монометилалканов. Как и все древние нефти, они характеризуется «легким» изотопным составом углерода.

Следующим этапом накопления богатых органическим веществом отложений на востоке Сибирской платформы были поздний карбон и пермь. В этот период широкой экспансии высшей растительности на континент вдоль его восточных границ широко развивались озерно-болотные ландшафты и процессы торфонакопления, сформировавшие впоследствии мощные континентальные и параличские угленосные толщи. Континентальный (террагенный) характер органического вещества предопределил высокий газогенерационный потенциал отложений, который реализовывался в течение всего мезозоя и, вероятно, кайнозоя. Нефтяные оторочки на большинстве месторождений Вилюйской синеклизы имеют важное значение для генетических реконструкций. Идентичность в составе и распределении углеводородов – биомаркеров в пермских и мезозойских нефтях Вилюйской синеклизы и центральной части Лунхинской впадины Предверхоанского прогиба, а также «тяжелый» изотопный состав углерода, подтверждает ранее высказанное предположение об их едином источнике и генетической связи с органическим веществом высшей наземной растительности. Главной нефтегазопроизводящей толщей в Вилюйской синеклизе и Предверхоанском прогибе были угленосные отложения Перми.

Девонский очаг нафтидообразования по всей вероятности, сыграл значительную роль для северо-западной части Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины.

О существовании других очагов нафтидообразования на восточной периферии Сибирского кратона можно судить по целому ряду месторождений и проявлений природных битумов, распространенных в разновозрастных отложениях на склонах Анабарского, Оленекского и Мунского поднятий. В частности, в составе биомаркеров нижеюрских битумов Мунского поднятия установлены относительно высокие концентрации 25 и 28-норгопанов. Подобные биомаркеры типичны для нефтей и юрских материнских отложений норвежского сектора Северного моря. Высокие содержания хейлантанов в этих битумах свидетельствуют о явно «морском» происхождении материнских отложений, а «тяжелый» изотопный состав углерода – об их мезозойском возрасте.

Таким образом, на восточном обрамлении Сибирской платформы можно с уверенностью выделить юрский очаг нафтидообразования, который всего скорее реализовал свои генерационные возможности уже в меловое время.

Особый интерес представляет Оленекское месторождение природных битумов, локализованное в пермских отложениях на северном склоне одноименного поднятия с запасами более 2,5 млрд т. По геохимическим критериям битумы это-

го месторождения весьма своеобразны и, судя по широкому разбросу значений изотопного состава углерода, могут иметь гетерогенный генезис.

Таким образом, открытые к настоящему времени промышленные скопления нефти на востоке Сибирской платформы (Юрубчено-Тохомская и Непско-Ботуобинская НГО) связаны, вероятнее всего, с единым докембрийским источником. Вместе с тем в регионе известны крупные скопления нефтидов и отдельные нефтепроявления с комплексами углеводородов – биомаркеров, характеризующими другие различные по возрасту и условиям образования материнские отложения. Это подтверждает геологические соображения о формировании в течение верхнего протерозоя и фанерозоя нескольких источников и очагов образования нефти с различным по нефтегенерационному потенциалу и составу исходным органическим веществом на восточной окраине Сибирской платформы.

На восточной периферии Северо-Азиатского кратона в течение докембрия и фанерозоя периодически возникали благоприятные условия для накопления осадочных толщ, обогащенных органическим веществом и соответственно определявших формирование и размещение ряда месторождений каустобиолитов. Как правило, углеродистые формации обладали высоким нефте- и газогенерационным потенциалом, который реализовывался по мере развития осадочно-породных бассейнов. При этом области интенсивного нефтегазообразования мигрировали по площади кратона, что и обусловило формирование в его пределах нескольких активно функционировавших в разные отрезки времени очагов нефтидообразования.

Литература

1. *Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А.* Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы // Докл. РАН, 2000, №1, с. 92–95.
2. *Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. и др.* Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1996, т. 37, №8, с. 166–195.
3. *Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К. и др.* Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Североазиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, т. 40, №11, с. 1676–1693.
4. *Тимошина И.Д.* Геохимия органического вещества нефтепроизводивших пород и нефтей верхнего докембрия юга восточной Сибири // Геология и геофизика, 2004, т. 45, №7, с. 901–910.
5. *Арефьев О.А., Забродина М.Н., Русинова Г.В., Петров Ал.А.* Биометки нефтей Восточной Сибири // Нефтехимия, 1993, т. 33, №5, с. 488–504.
6. *Каширцев В.А., Филп Р.П., Аален Дж. и др.* Биодеграляция биомаркеров в природных битумах Оленекского поднятия // Геология и геофизика, 1993, т. 34, №6, с. 44–55.
7. *Каширцев В.А.* Органическая геохимия нефтидов востока Сибирской платформы. Якутск, ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003, 160 с.
8. *Конторович А.А., Каширцев В.А., Филп Р.П.* Биогипаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы // Докл. РАН, 1995, т. 345, №1, с. 106–110.
9. *Петров Ал.А.* Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 263 с.
10. *Fowler M.G., Douglas A.G.* Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia // Org. Geochem., 1987, №11, p. 201–213.
11. *Philp R.P.* Jung-Nan Oung. Biomarkers // Anal. Chem., 1988, v. 60, №15, p. 887–896.
12. *Конторович А.Э., Петере К.Е., Молдован Дж.М. и др.* Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1991, №10, с. 3–34.
13. *Peters K.E., Moldowan J.M.* The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. New Jersey, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993, 363 p.

14. *Конторович А.Э.* Эволюция нафтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика, 2004, т. 45, №7, с. 901–910.

15. *Ludwig B., Hussler G., Wehrung P., and Albrecht P.* C₂₆–C₂₉ triaromatic steroid derivatives in sediments and petroleum // Tetrahedron Letters, 1981, Vol. 22, p. 3313–3316.

16. *Mackenzie A.S., Lamb N.A. and Maxwell J.R.* Steroid hydrocarbons and the thermal history of sediments // Nature, 1982, Vol. 295, p. 223–226.

17. *Riolo J., Hussler G., Albrecht P., and Connan J.* Distribution of aromatic steroids in geological samples: Their evaluation as geochemical parameters // Organic Geochemis.

РАЗВИТИЕ ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВЫЯВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕФТИ И ГАЗА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

*Э.М. Галимов, А.С. Немченко-Ровенская, Г.С. Коробейник,
И.Н. Капустин, Л.И. Жильцова*

Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН
galimov@geokhi.ru

Изотопно-геохимическое исследование (метод изотопно-фракционных кривых в сочетании с данными физико-химического анализа, хроматографии и т.д.) – перспективный путь выяснения генезиса нефтяных залежей, направлений миграции и формирования месторождений.

Объектами исследования являются Северо-Восточная часть Волго-Уральской НГП (Пермское Прикамье) и Тимано-Печорская НГП. Формирование Волго-Уральской провинции (восточной её части) и Тимано-Печорской относятся к палеозою. Рассматриваемые районы при некотором сходстве существенно различаются между собой. Однако, обширные краевые прогибы (Предуральский и др.) примыкающие к крупным сводам, значительные объёмы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, предопределили высокий нефтегазогенерирующий потенциал, а обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации и, содержащиеся в разрезе, региональные коллекторы и покрышки определили большие аккумуляционные возможности.

Изотопно-геохимическое исследование нефтей многопластовых месторождений Пермского Прикамья

На территории Пермского Прикамья известны 192 месторождения коммерческого значения, которые содержат 575 промышленных залежей. Среди них преобладают (173 месторождения) мелкие по запасам. По видам фазового состояния углеводородного сырья в рассматриваемом регионе учтены: нефть – 88,5%, газ (свободный и растворенный) – 11,3%, конденсат – 0,2%. Скопления углеводородов сосредоточены в карбонатных и терригенных породах верхнего палеозоя: от эйфельского яруса среднего девона до артинского яруса нижней перми.

Выбранные в качестве объектов для проведения изотопно-геохимических исследований многопластовые месторождения на территории Пермского Прикамья, приурочены к Башкирскому своду, Верхнекамской впадине, Предуральско-

му краевому прогибу и практически все промышленно нефтегазоносные литолого-стратиграфические подразделения региона: Батырбайское газонефтяное месторождение в отложениях нижнего и среднего карбона, Бардымское нефтяное месторождение в отложениях верхнего девона, Шумовское нефтяное месторождение в отложениях ниже-среднего карбона и нижней перми, Белопащинское нефтяное месторождение верхнего девона, нижнего и среднего карбона, Широковская разведочная площадь башкирского яруса среднего карбона и фаменского яруса верхнего девона (рис. 1).

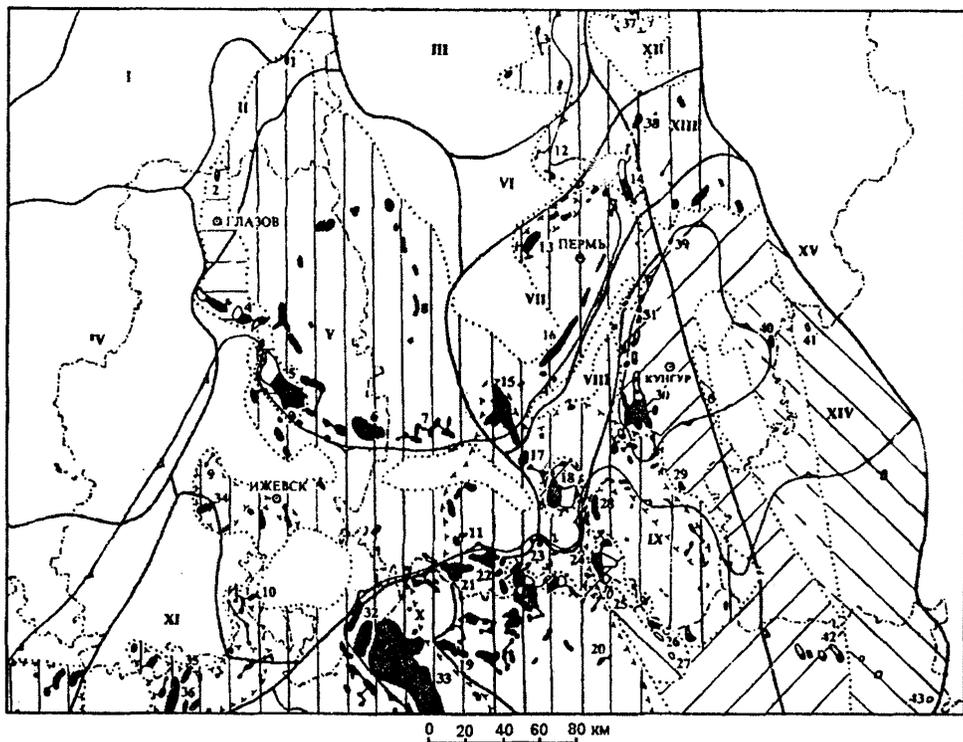


Рис. 1. Месторождения Пермского Прикамья
 Региональные структуры: VII – Пермский свод, VIII – Бабкинская седловина, IX – Башкирский свод, XII–XIV – Предуральский прогиб.
 Месторождения: 17 – Тулвинское, 18 – Батырбайское

Батырбайское газонефтяное месторождение, расположено на северном склоне Башкирского свода. Содержит 19 залежей в отложениях нижнего и среднего карбона (13 – нефтяных, 5 – газонефтяных, 1 – газовая). Исследованы пробы нефти из трёх продуктивных пластов: К₁, Бш, Тл₁. **Бардымское нефтяное месторождение**, расположено в непосредственной близости от Батырбайского месторождения, содержит одну нефтяную залежь в отложениях верхнего девона: пласт Д₀.

Исследована проба нефти из продуктивного пласта Д₀. **Шумовское нефтяное месторождение**, расположенное в южной части Верхнекамской впадины содер-

жит 6 нефтяных залежей в отложениях нижнего-среднего карбона и нижней перми. Исследованы 7 проб нефтей из 6 продуктивных пластов: См, Пд, ВЗ,4, Бш, Тл2, Бб1. **Белопашинское нефтяное месторождение**, расположенное в юго-западной части Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба, содержит 4 залежи нефти в отложениях верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Исследованы две пробы нефти: одна из продуктивного пласта Дфм2/фм1 и одна из перспективного пласта Тл1,2. **Широковская разведочная площадь**, расположена в восточной части Косьвинско-Чусовской седловины Предуральского краевого прогиба (скв.1 Дфм). Исследованы две пробы нефти из карбонатных отложений башкирского яруса среднего карбона и фаменского яруса верхнего девона. Для пробы нефти из башкирских отложений, анализировался изотопный состав общего углерода нефти. Для пробы нефти из фаменского яруса верхнего девона анализировался химический состав, распределение n-алкановых и изопреноидных углеводородов в гексановых фракциях нефтей, индивидуальных n-алканов, разнополярных фракций в составе отбензиненной нефти, хроматограммы n-алкановых и изопреноидных углеводородов в гексановой фракции нефти, изотопный состав углерода. Результаты выполненных аналитических исследований приведены в таблицах 1–5 и на рис. 2.

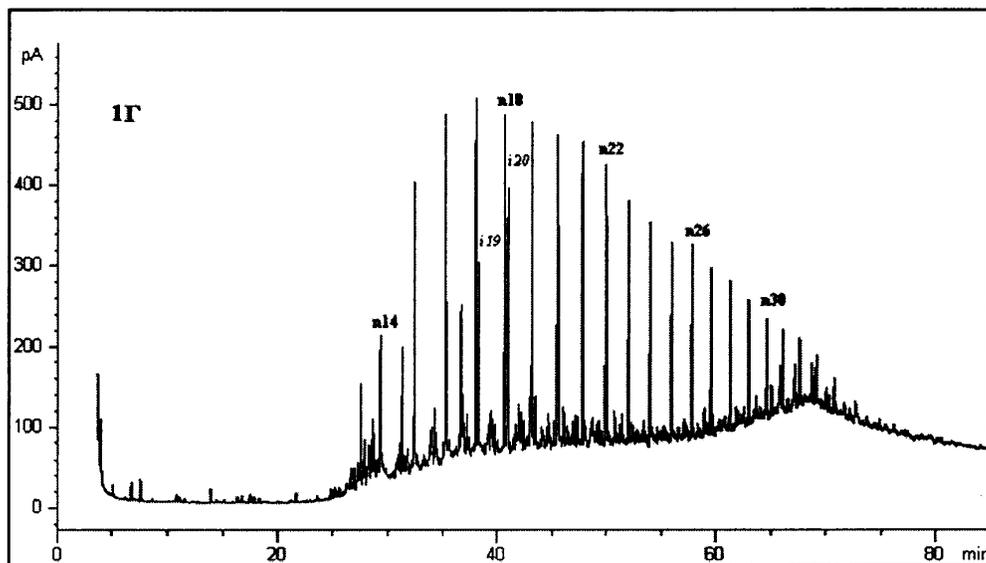


Рис. 2. Хроматограмма n-алканов и изопреноидов в образце 1Г (гексановая фракция) Батырбайское месторождение, скв 841, гл. 1438–1442 м. С1т1

Выполненные аналитические исследования проб нефтей Пермского Прикамья позволили провести их изотопно-геохимическую корреляцию. Эта корреляция установила специфичность нефти из продуктивного пласта Д₀ Бардымского месторождения. Она обогащена изотопом $\delta^{13}\text{C}$ (-27,77‰ для суммарного углерода), характеризуется максимальным содержанием изотопа C^{13} в гексанбензольной фракции (-27,86‰) и несколько повышенным – в бензол-этанольной (-28,34‰) (рис. 3).

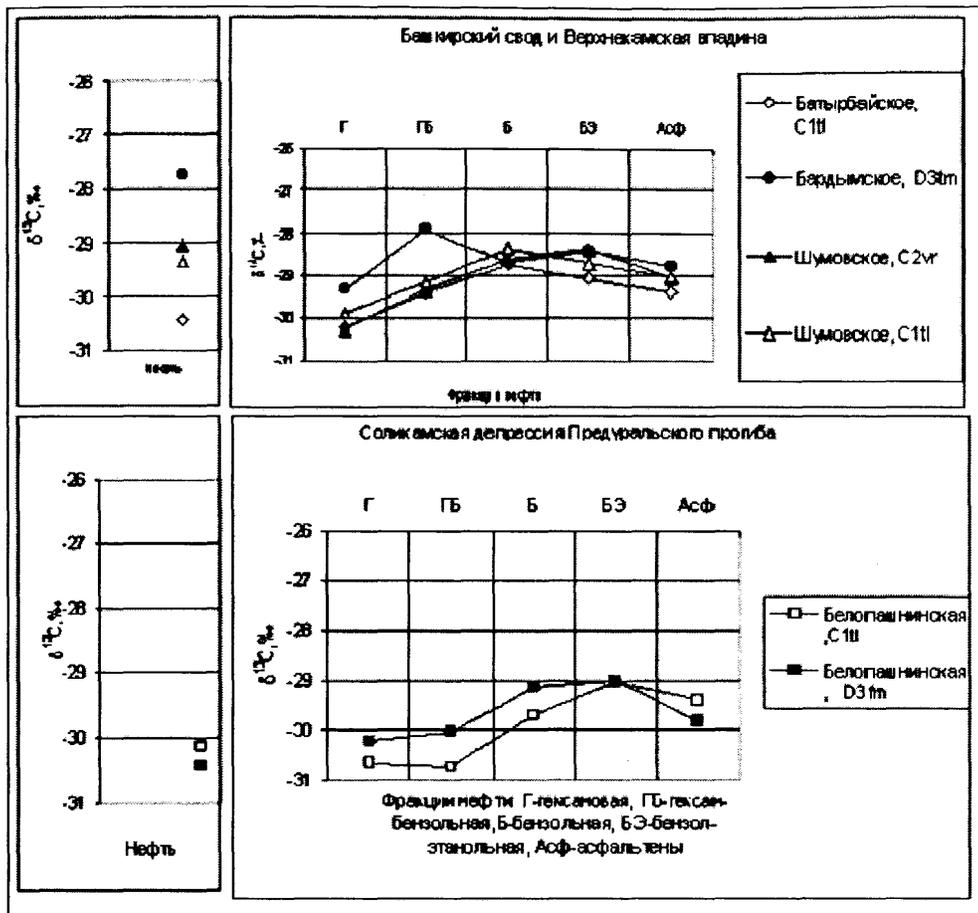


Рис. 3. Изотопный состав углерода нефтей и фракций повышающейся полярностей

Результаты проведенных исследований позволяют отметить подобие изотопно-фракционных кривых (серповидной формы) нефтей нижнекаменноугольных (нижне-средневизейских) терригенных отложений Шумовского и Батырбайского месторождений. При этом можно отметить их сходство с кривой, полученной для пробы нефти из пласта Б_ш (карбонатные отложения башкирского яруса среднего карбона) Шумовского месторождения. Распределение стабильных изотопов углерода по фракциям повышающейся полярности нефтей из нижнекаменноугольных терригенных (пласт Т_{л2}/Т_{л1}, тульский горизонт) и верхнедевонских карбонатных (пласт Ф_{м2}/Ф_{м1}, фаменский ярус) Белопащинского месторождения практически аналогичны. Это соответствует сходству других геохимических параметров и указывает на их генетическую однотипность.

Сопоставление изотопного состава углерода индивидуальных n-алканов нефтей (рис. 4) позволило уточнить результаты корреляции по фракциям повышающейся полярности. На основании проведенных исследований выяснено, что изотопные кривые индивидуальных n-алканов нефтей из двух пластов в отложениях нижнего и среднего карбона (Т_{л2} – тульский горизонт визейского яруса, В_{3,4} – верейский горизонт москов-

ского яруса) между собой практически идентичны. Но они существенно отличаются от изотопных кривых n-алканов нефтей из отложений карбона (пласт Т₁₂) Батырбайского месторождения и девона (пласт Д₀) Бардымского месторождения. Для Белопашнинского месторождения отмечается подобие кривых n-алканов для нефтей из двух пластов: Ф_{м1}/Ф_{м2} в карбонатных отложениях верхнего девона (фаменский ярус) и Т_{л1}/Т_{л2} в терригенных отложениях нижнего карбона (визейский ярус).

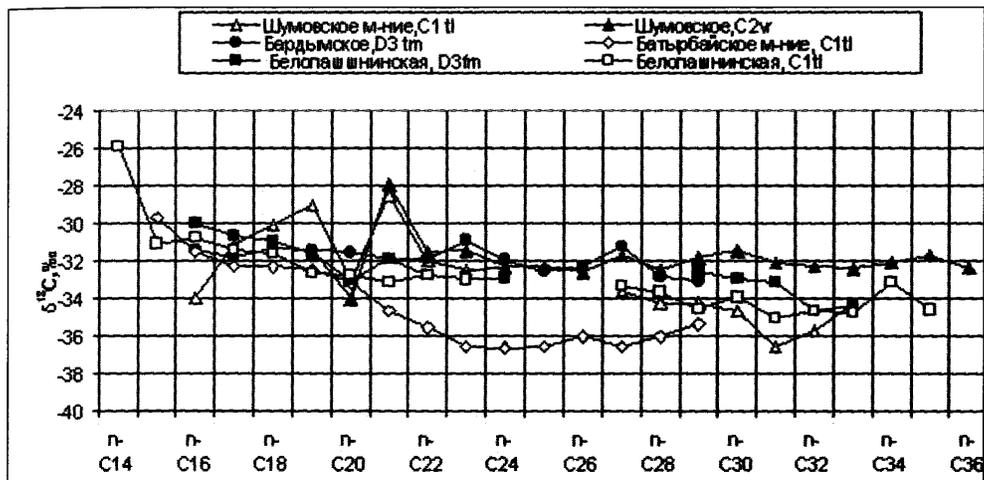


Рис. 4. Изотопный состав углерода n-алканов нефтей Прикамья

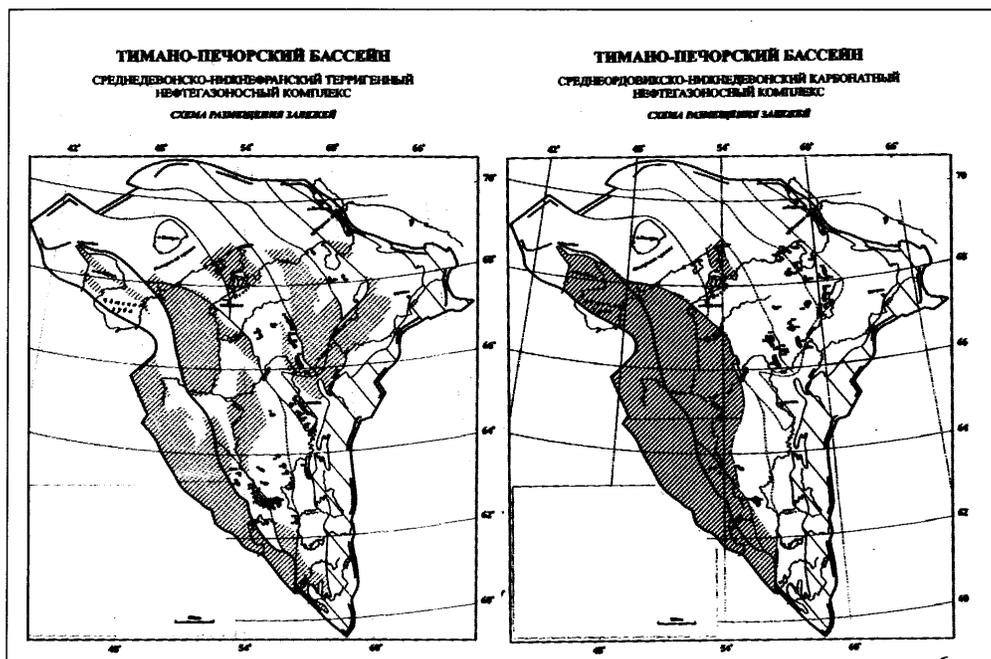


Рис. 5. Месторождения нефти и газа Тимано-Печорского бассейна

TIMANO-PECHORA BASIN Khoreyver depression

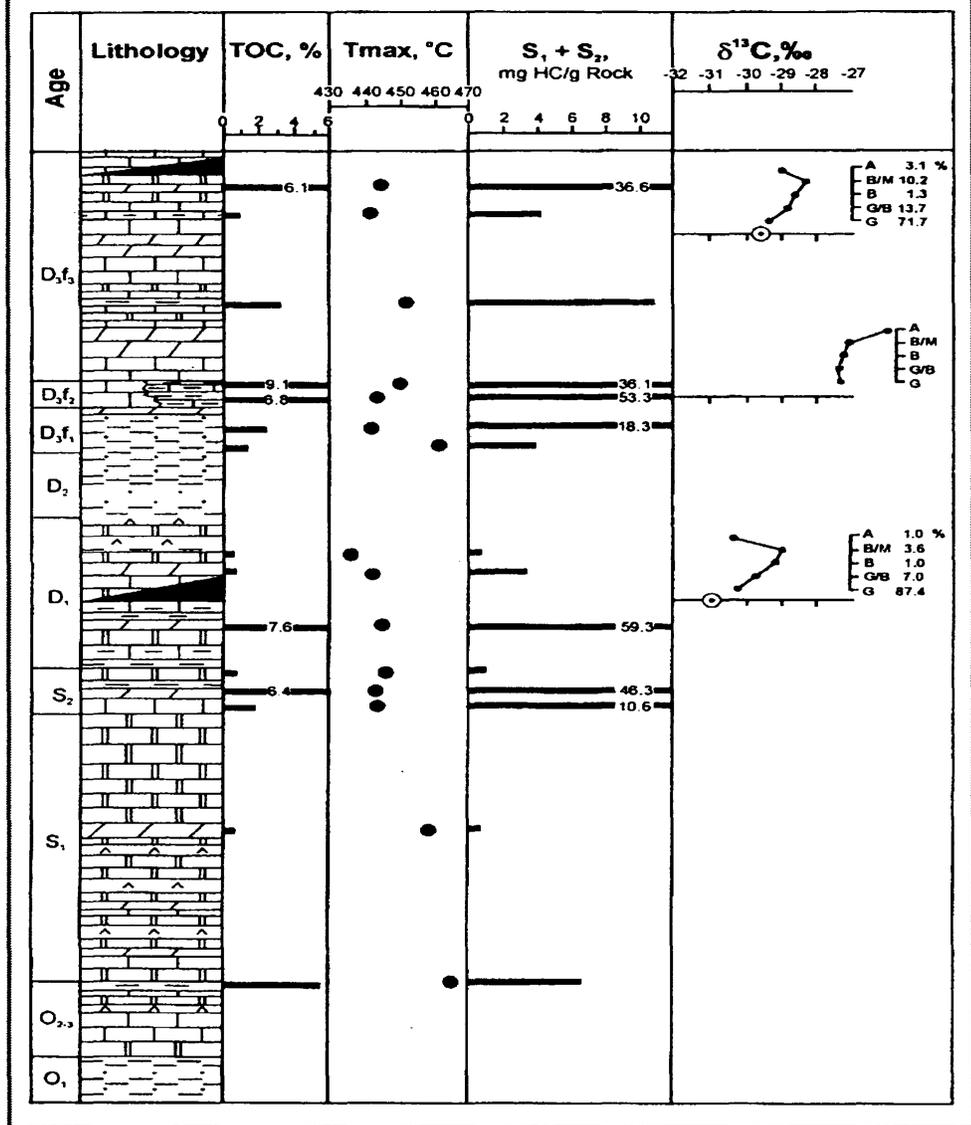


Рис. 6. Характеристика ОВ Хорейверской впадины (ТП НГП) по данным пиролиза

Выявленные сходства и отличия являются одним из аргументов в пользу генетической самостоятельности нефтей девонского (эмско-нижнефранского) терригенного комплекса.

В додоманиковой толще присутствует ряд интервалов, характеризующихся повышенным содержанием $S_{орг.}$, которые выделяются на следующих стратиграфических уровнях: в живетском и эйфельском ярусах среднего девона, верхнем

венде, среднем и нижнем рифее. По этому показателю данные интервалы разреза могут быть отнесены к возможным кандидатам в нефтематеринские породы.

Выполненные исследования и полученные результаты способствуют совершенствованию методических и технологических основ геохимических методов поисков полезных ископаемых, они позволили в значительной степени подтвердить, а также развить имеющиеся представления о геологической эволюции региона и распределении нефти и газа на его территории. Результаты пиролиза органического вещества палеозойских отложений Тимано-Печорской НГП.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция в месте с прилегающими акваториями является одним из наиболее известных в России и богатых углеводородным сырьем регионом (рис. 5). По объёму подготовленных запасов нефти провинция занимает третье место после Западной Сибири и Волго-Урала. Разведанность ресурсов нефти и газа превысила 40%. Большая часть запасов нефти и газа подготовлена на глубинах до 3 км в крупных месторождениях (с запасами более 30 млн т), характеризуется высокими и средними эксплуатационными дебитами (более 5 т/сут).

Для Тимано-Печорской НГП выполнены аналитические исследования органического вещества, его типа, степени зрелости, углеводородного потенциала нефтегазоматеринских пород по данным пиролиза (Рок-Эвел+ОВ) (рис. 6).

Создана база аналитических данных по основным нефтегазоносным комплексам палеозойских отложений: Соргаевско-Турнейский НГП, Среднедевонско-Нижнефранский терригенный НГП, Среднеордовикско-Нижнедевонский карбонатный терригенный НГП.

Таблица 1

Характеристика нефтей Пермского Прикамья

Месторождение, Наскважины, геологический возраст	Глубина отбора, м	Плотность, г/см ³	Сера, %	Азот, %	Смо-лы, %	Ас-фаль-тены, %	Па-ра-фин, %	Бен-зин до 200°С, об.%	Бен-зин до 300°С, об.%	Порфири-ны, мг/100г нефти	
										VOP	NiP
Батырбай-ское, 841, C1tl	1438–1442	0,8847	1,75	0,27	25,87	3,19	0,91	18,5	37	31,4	3,6
Бардымское, 77, D3 kn	2243–2251	0,8786	1,52	0,24	23,84	2,80	1,21	21	39	30,12	0
Белопашнин-ская, 55, C1tl	2022–2031	0,8586	1,0	0,24	17,92	1,66	2,64	25	41	сл.	0
Белопашнин-ская, 60, D3fm	2135–2143	0,8476	0,98	0,23	11,60	2,20	1,77	28	50	1,44	0
Шумовское, 73, C1tl	1463,5–1469,6	0,9153	1,89	0,54	27,03	4,38	1,34	14,5	28	40,64	9,18
Шумовское, 137, C2vr	1146–1161	0,8924	1,82	0,34	23,54	2,19	1,88	17	30	39,62	10,54
Широковская, 1, D3fm	2096–2130	0,8175	0,52		3,11	0,13	1,90	36	67	0	0

Таблица 2

Изотопный состав общего углерода нефтей Пермской области

№	Месторождение	№скв.	Геол. возраст	Глубина, м	$\delta^{13}\text{C}$, ‰
1	Батырбаевское	619	C ₂ ks	1091–1096	-29,22
2	Батырбаевское	827	C ₂ b	1321–1331	-30,3
3	Батырбаевское	841	C ₁ tl	1438–1442	-30,43
4	Бардымское	77	D ₃ kn	2243–2251	-27,77
5	Шумовское	276	P ₁ s	1150–1157	-29,02
6	Шумовское	574	C ₂ pd	1158–1161	-28,27
7	Шумовское	45	C ₂ b	1150–1169	-28,95
8	Шумовское	75	C ₁ tl	1493–1502	-28,27
9	Шумовское	88	C ₁ bb	1451–1468	-28,97
10	Шумовское	73	C ₁ tl	1463–1469	-29,36
11	Шумовское	137	C ₂ vr	1146–1161	-29,05
12	Белопашнинская	56	C ₂ vr	1724–1776	-30,45
13	Белопашнинская	55	C ₁ tl	2022–2031	-30,14
14	Белопашнинская	55	D ₃ fm	2174–2189	-28,26
15	Белопашнинская	60	D ₃ fm	2135–2140	-30,44
16	Широковская	1	D ₃ fm	2096–2130	-30,29
17	Широковская	1	C ₂ b	1700–1713	-29,75

Таблица 3

Содержание фракций повышающей полярности в нефтях

№	Месторождение, №скважины, геологический возраст	Глубина отбора, м	Содержание фракций в отбензиненной нефти, %					
			бен-зин	ас-фаль-тены	Г	Г-Б	Б	Б-Э
1	Батырбайское, 841, C ₁ tl	1438–1442	16,28	4,40	69,11	15,09	3,31	8,09
2	Бардымское, 77, D ₃ kn	2243–2251	17,80	0,67	66,12	14,63	4,56	14,02
3	Белопашнинская, 55, C ₁ tl	2022–2031	16,99	0,28	68,89	15,0	3,15	12,68
4	Белопашнинская, 60, D ₃ fm	2135–2143	24,04	0,48	78,98	9,20	2,98	8,36
5	Шумовское, 73, C ₁ tl	1463,5–1469,6	11,73	1,03	72,24	13,59	9,49	3,65
6	Шумовское, 137, C ₂ vr	1146–1161	14,45	0,54	65,78	18,46	3,30	11,92
7	Широковская, 1, D ₃ fm-C ₁ t	2096–2130	33,07	0,07	96,73	1,56	0,16	1,48

Г – гексановая фракция

Б – бензольная фракция

Г-Б – гексан-бензольная фракция

Б-Э – бензол-этанольная фракция

Таблица 4

Изотопный состав углерода нефтей и фракций повышающейся полярности месторождений Пермского Прикамья

№	Месторождение, Нескважины, геологический возраст, интервал перфорации	$\delta^{13}\text{C PDB, } \%$					
		нефть	Фракции				
			гексановая	гексанбензольная	бензольная	бензолэтанольная	асфальтены
1	Батырбайское, 841, C _{1tl} , 1438-1442 м	-30,43	-30,23	-29,40	-28,76	-29,07	-29,43
2	Бардымское, 77, D ₃ kn, 2243-2251 м	-27,77	-29,20	-27,86	-29,14	-28,34	-28,78
3	Белопашнинская, 55, C _{1tl} , 2022-2031 м	-30,14	-30,65	-30,74	-29,70	-29,05	-29,42
4	Белопашнинская, 60, D ₃ fm, 2135-2143 м	-30,18	-30,21	-30,03	-29,30	-29,01	-29,82
5	Шумовское, 73, C _{1tl} , 1463,5-1469,4 м	-29,36	-29,89	-29,16	-28,74	-28,90	-29,04
6	Шумовское, 137, C _{2vr} , 1146-1161 м	-29,05	-30,27	-29,35	-28,62	-28,38	-29,05
7	Широковская, 1, D ₃ fm, 2096-2130 м	-30,29	-30,18	-29,65	-28,96	-28,37	-29,12

Таблица 5

Распределение n-алканов и изопреноидов в образцах гексановой фракции 1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, и 7Г

№	Месторождение	№ скв.	Глубина, м	Возраст	iC19 iC20	iC19 nC17	iC20 nC18	n13-n15 n25-n27	2n29 n28+n30	CPI<23	CPI>23
1	Батырбайское	841	1438-1442	C _{1tl}	0,606	0,406	0,789	1,959	1,095	0,891	0,893
2	Бардымское	77	2243-2251	D ₁ kn	0,639	0,743	1,094	2,001	1,031	1,004	1,002
3	Белопашнинская	55	2022-2031	C _{1tl}	0,974	0,988	0,787	-	1,057	-	1,081
4	Белопашнинская	60	2135-2143	D ₃ fm	1,177	0,548	0,361	2,200	1,016	0,807	0,949
5	Шумовское	73	1463,5-1469,6	C _{1tl}	0,535	1,106	1,783	1,003	1,113	1,046	1,022
7	Широковская	1	2096-2130	D ₃ fm-C _{1t}	1,203	0,450	0,455	3,094	1,060	0,956	1,056

Литература

1. Galimov E.M., Sevastyanov V.S., Kulbachevskaya and Golyavin A.A. Isotope ratio mass spectrometry: 613 C and 515 N analysis for the origin illicit drugs. Rapid Commun. Mass Spectrom. 2005; 19: 1213–1216.
2. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Под редакцией В.Е.Гавуры. М., ВНИИОНТ, 2000.
3. Жильцова Л.И., Капустин И.Н., Поляков В.Б. Нефтематеринские породы в Хорейверской впадине (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) ДАН, 2000, т. 370 №3, с. 369–372.
4. Калмыков Г.С. Ровенская А.С. /патогенетические преобразования витринита и нефтегазоносность палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. // В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. М., 1976, МГУ.
5. Калмыков Г.С. Ровенская А.С. Катагенез, палеотемпературы и распределение нефтей в девонских и нижнекаменноугольных отложениях северной части Волга-Уральской провинции. Проблемы геологии нефти //, М., Наука, 1977. с. 40–53.
6. Калмыков Г.С. Ровенская А.С. Зональность распределения нефтей и катагенез девонских и нижнекаменноугольных толщ Урало-Поволжья. Геология нефти и газа №6, 1978.
7. Коробейник Г.С., Севастьянов В.С., Фрик М.Г., Нигматуллина Ф.С., Галимов Э.М. О некоторых аспектах изотопно-геохимической корреляции нефтей. XVII Симпозиум по геохимии изотопов. Тезисы докладов. М. 2004, – С. 125–126.
8. Немченко Н.Н. Калмыков Г.С. Ровенская А.С. Шпильман К.А. О соотношении изотопного состава углеводородных флюидов и степени катагенеза вмещающих пород Западно-Сибирского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов. В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. М., Наука, 1979, с. 225–227.
9. Немченко Л.Н. Ровенская А.С. Шпильман К.А. Зависимость физико-химических свойств углеводородов и их изотопного состава от катагенеза вмещающих пород Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций. В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. М., Наука, 1979. с. 209–210.
10. Немченко Н.Н. Ровенская А.С. Прогноз фазового состояния углеводородов нефтегазоносных провинций и областей СССР. Геология нефти и газа. 1986, №3 с. 1–6.
11. Севастьянов В.С., Коробейник Г.С., Кульбачевская Е.В., Билева Е.А. Особенности определения изотопного состава углерода асфальтеновых фракций нефтей с применением элементного анализатора. / Материалы II Международного симпозиума «Разделение и концентрирование в аналитической химии и радиохимии». Краснодар. 2005. – С. 479.

УГЛЕВОДОРОДЫ ХИБИНСКОГО И ЛОВОЗЕРСКОГО НЕФЕЛИН-СИЕНИТОВЫХ МАГМАТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ КАК НАГЛЯДНЫЙ ПРИМЕР ИХ АБИОГЕННОГО СИНТЕЗА В ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЯХ

В.А. Нивин, Н.Г. Коноплева, С.В. Икорский

Геологический институт Кольского НЦ РАН
nivin@geoksc.apatity.ru

Одной из примечательных особенностей палеозойских интрузий нефелиновых сиенитов и фойдолитов Кольской щелочной провинции, привлекающих пристальное и неослабевающее внимание исследователей, является необычно высокая для магматитов концентрация водородно-углеводородных газов. Помимо преобладающего газообразного состояния, восстановленные соединения углеро-

да здесь представлены также мелкодисперсными битумоидами, углеродистыми минералами, органоминеральными и минералоорганическими соединениями, включая макропроявления твердого органического (в химическом смысле) вещества. Предпринятые в последние годы исследования, в том числе, по проекту «Глубинные восстановительные флюидные системы в процессах нефтеобразования и нефтегазонакопления» в рамках программы ОНЗ РАН, включающие обобщение и систематизацию материалов по углеводородным газам (УВГ) и другим углеродистым соединениям, накопленных за более чем полувековой период, получение новых, в первую очередь, газо-геохимических данных в ходе полевых и лабораторных работ, натуральных газометрических наблюдений в рудничных горных выработках, позволили подтвердить и уточнить уже известные и выявить новые особенности, закономерности и факторы локализации углеводородов в породах и минералах Хибинского и Ловозерского массивов, дополнительно обосновать предположения об источниках исходных компонентов, относительном времени, условиях и механизме их формирования. При этом учитывались последние данные изотопно-геохимических, геодинамических, петрологических, металлогенических и минералогических исследований этих массивов (Арзамасцев и др., 1998; Иванюк и др., 2002; Когарко, 1999; Яковенчук и др., 1999; Толстихин и др., 1999 и др.).

Особенности состава и распределения углеводородов

В породах рассматриваемых комплексов установлены две основные формы нахождения (морфологических типа) газов (Икорский и др., 1992): окклюдируемые (ОГ), или газы закрытых пор, находящиеся, главным образом, в вакуолях флюидных включений в минералах (рис. 1), и свободные газы (СГ), или газы свободной фазы, которые преимущественно заполняют в той или иной степени связанные системы микротрещин. При выходе таких систем (газовых коллекторов или проводящих зон) на дневную поверхность, вскрытии их шпуром, скважиной или горной выработкой, СГ самопроизвольно выделяются из породного массива, тогда как ОГ могут быть экстрагированы из образцов только путем их тонкого измельчения, растворения в кислотах или нагревания до высоких температур. Качественный состав обоих морфотипов, в общем, одинаков, но соотношения индивидуальных газов могут значительно варьировать (табл. 1).

Таблица 1

Средний химический состав (в пересчете на безвоздушную смесь постоянно присутствующих компонентов) газовой фазы нефелин-сиенитовых комплексов

	Хибинский массив		Ловозерский массив	
	ОГ	СГ	ОГ	СГ
CH ₄	93	74	76	60
H ₂	4	20	20	35
C ₂ H ₆	2,7	5	4	3,2
He	0,05	0,8	0,07	2
CH ₄ /H ₂	23,3	3,7	3,8	1,7
CH ₄ /C ₂ H ₆	34,4	14,8	19,0	18,8

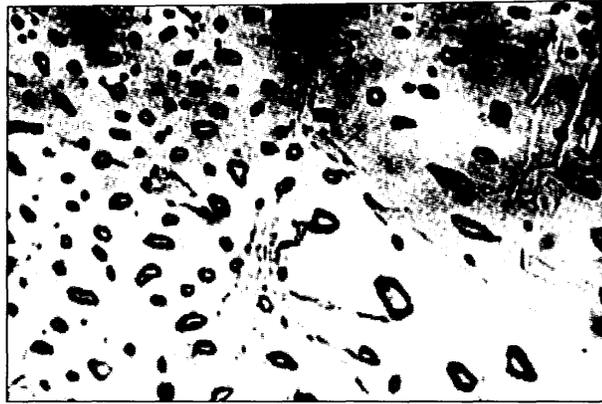


Рис. 1. Газовые включения в нефелине (уртит, Ловозерский массив). Увел. 230

Главным компонентом газовой фазы является метан. В качестве подчиненных и микрокомпонентов постоянно присутствуют водород (в СГ нередко преобладает), гомологи метана (до пентанов включительно), непредельные углеводороды, благородные газы и радиоактивные эманации, представленные изотопами радона. Иногда в незначительных количествах обнаруживаются азот не воздушного происхождения, оксид и диоксид углерода. Последний, однако, становится преобладающим в газовой составляющей хибинских карбонатитов. В анализах ОГ может присутствовать незначительная примесь атмосферного воздуха, обусловленная методикой их механической экстракции из пород, а в случае СГ практически всегда приходится анализировать смесь газовых компонентов, присущих породам, и воздуха, часто резко преобладающего. Примеры таких анализов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты хроматографического анализа наименее контаминированных воздухом газов свободной фазы в шпурах и скважинах (об. %)

Индекс пробы	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ -C ₅	H ₂	He	N ₂	O ₂
Хибинский массив							
9-6 *	75,0	8,1	0,86	17,6	0,31	1,1	0,1
36 *	76,6	5,9	0,52	19,0	0,42	8,8	1,3
**	79,7	5,2	0,7	2,9	0,22	9,1	2,1
ИХС-12	64,6	3,6	He опр.	17,9	0,64	8,9	2,2
360/1190	66,8	3,2	0,32	18,9	0,65	8,2	2,3
721-2	62,3	2,6	0,81	26,5	0,26	7,5	0,8
50P434	31,2	2,26	0,16	4,9	0,05	49,7	10,2
Ловозерский массив							
1/51	49,6	2,75	0,14	41,6	0,87	1,4	0,43
14/26	51,4	2,07	0,10	33,0	0,95	9,7	3,0
25/26	57,2	3,23	0,13	29,0	0,75	6,6	1,8

Окончание табл. 2

45/21	65,8	6,32	0,37	10,9	1,87	11,7	2,5
110/19	52,6	3,15	0,11	37,0	1,0	4,2	1,15
173/37	34,6	1,28	0,06	57,8	0,89	4,0	0,68

* С.В. Икорский и др. (1992);

** В.А. Припачкин, Е.А. Каменев (1968).

Для обеих форм нахождения газов характерны сравнительно тяжелый по изотопному составу углерод и изотопно-легкий водород (табл. 3). Наиболее примечательным здесь является обратный по отношению к газам биогенного происхождения характер распределения изотопов в индивидуальных углеводородах: в ряду $\text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_3\text{H}_8$ концентрация ^{13}C уменьшается (Галимов, 1973).

Таблица 3

Вариации изотопного состава углерода и водорода в хибинских и ловозерских газах

Компонент	Форма нахождения газов	Концентрация*	Литературный источник**
Хибинский массив			
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C1-C5}}$	ОГ	-13,2 ÷ -4,3	1,2
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C1-C5}}$	СГ	-19,3 ÷ -11,8	1,2
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CCH}_4}$	ОГ	-14,6 ÷ -3,2	1
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CCH}_4}$	ОГ	-25,3 ÷ -3,3	7
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CCH}_4}$	СГ	-16,5 ÷ -6,5	2,3
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_2\text{H}_6}$	ОГ	-24,5 ÷ -9,1	1
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_2\text{H}_6}$	СГ	-24,0 ÷ -11,7	2,3
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_3\text{H}_8}$	ОГ	-26,2 ÷ -25,7	2
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$	ОГ	-8,5 ÷ +10,6	2
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$	ОГ	-7,3 ÷ -3,8	7
$\delta \text{D}_{\text{CH}_4}$	СГ	-82 ÷ -56	4
$\delta \text{D}_{\text{C}_2\text{H}_6}$	СГ	-173 ÷ -144	4
Ловозерский массив			
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C1-C5}}$	ОГ	-5,3	1
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C1-C5}}$	СГ	-15,7 ÷ -7,1	5
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CCH}_4}$	ОГ	-26,5 ÷ -19,1	7
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CCH}_4}$	СГ	-11,8	6
$\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_2\text{H}_6}$	СГ	-15,2	6
$\delta \text{D}_{\text{CH}_4}$	ОГ	-164 ÷ -132	6
$\delta \text{D}_{\text{CH}_4}$	СГ	-167 ÷ -162	6
$\delta \text{D}_{\text{C}_2\text{H}_6}$	СГ	-202	6
$\delta \text{D}_{\text{H}_2}$	ОГ	-629 ÷ -198	6
$\delta \text{D}_{\text{H}_2}$	СГ	-644 ÷ -359	6

* ‰, относительно стандарта PDB ($\delta^{13}\text{C}$) и SMOW (δD).

** 1 – Галимов, Петерилье, 1967; 2 – Галимов, 1973; 3 – Войтов и др., 1990; 4 – Войтов, 1977; 5 – Войтов и др., 1992; 6 – Нивин и др., 1994; 7 – Potter, 2000.

Распределение газов в массивах неравномерное. В частности, содержание окклюдированных газов в породах и минералах варьирует от десятых долей до 150 мл/кг. Максимальный разброс этого показателя характерен для пород так называемой Центральной дуги (ЦД), или кольца – главной структуры Хибинского плутона, с которой пространственно и генетически связаны месторождения апатито-нефелиновых руд, а также для фойзитов и ювит-уртитов дифференцированного рудоносного комплекса Ловозерского массива. И в Хибинских апатитовых, и в Ловозерских редкометалльных месторождениях проявляется общая закономерность распределения ОГ: выше и ниже рудных залежей, непосредственно вмещающие породы отличаются повышенной газонасыщенностью. Аналогичная газовая зональность наблюдается относительно многих пегматитовых тел. В Хибинах зоны повышенных содержаний ОГ, в значительной степени совпадающие с участками наложенной альбитизации, установлены также в нефелиновых сиенитах по обе стороны от ЦД (рис. 2).

Газосодержание однотипных ловозерских пород зависит от их положения в разрезе и явно увеличивается с глубиной. Выявлена также единая для обоих массивов тенденция изменения в вертикальном разрезе состава окклюдированных водородно-углеводородных газов (табл. 4). С увеличением глубины, в общем, наблюдается уменьшение в составе газов доли водорода и этана, и, соответственно, повышение отношений CH_4/H_2 и $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$.

Таблица 4

Характер изменения состава окклюдированных газов с глубиной

Относительная глубина, м	Содержание, об. %			Отношения	
	H_2	CH_4	C_2H_6	CH_4/H_2	$\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
Ловозерский массив, дифференцированный комплекс					
0–150	20,2	76,1	3,7	3,8	20,5
150–450	15,2	80,6	4,2	5,3	19,2
450–850	8,9	88,0	3,1	9,9	28,4
> 850	3,9	93,8	2,3	24,0	40,8
Хибинский массив, комплекс лявочорритов					
0–100	1,1	96,0	2,7	86	35,3
100–200	1,2	94,0	4,6	81	20,6
200–300	1,0	95,6	3,3	97	29,3
300–400	0,8	96,5	2,5	117	38,1
500–600	0,8	96,4	2,4	115	39,5
600–750	0,5	98,0	1,3	185	73,2

Важнейшими минералами-концентраторами окклюдированных газов в породах являются содалит, нефелин и калий-натриевый полевой шпат (рис. 3 и 4). Повышенные содержания газов установлены также в анальците и титаномагнетите.

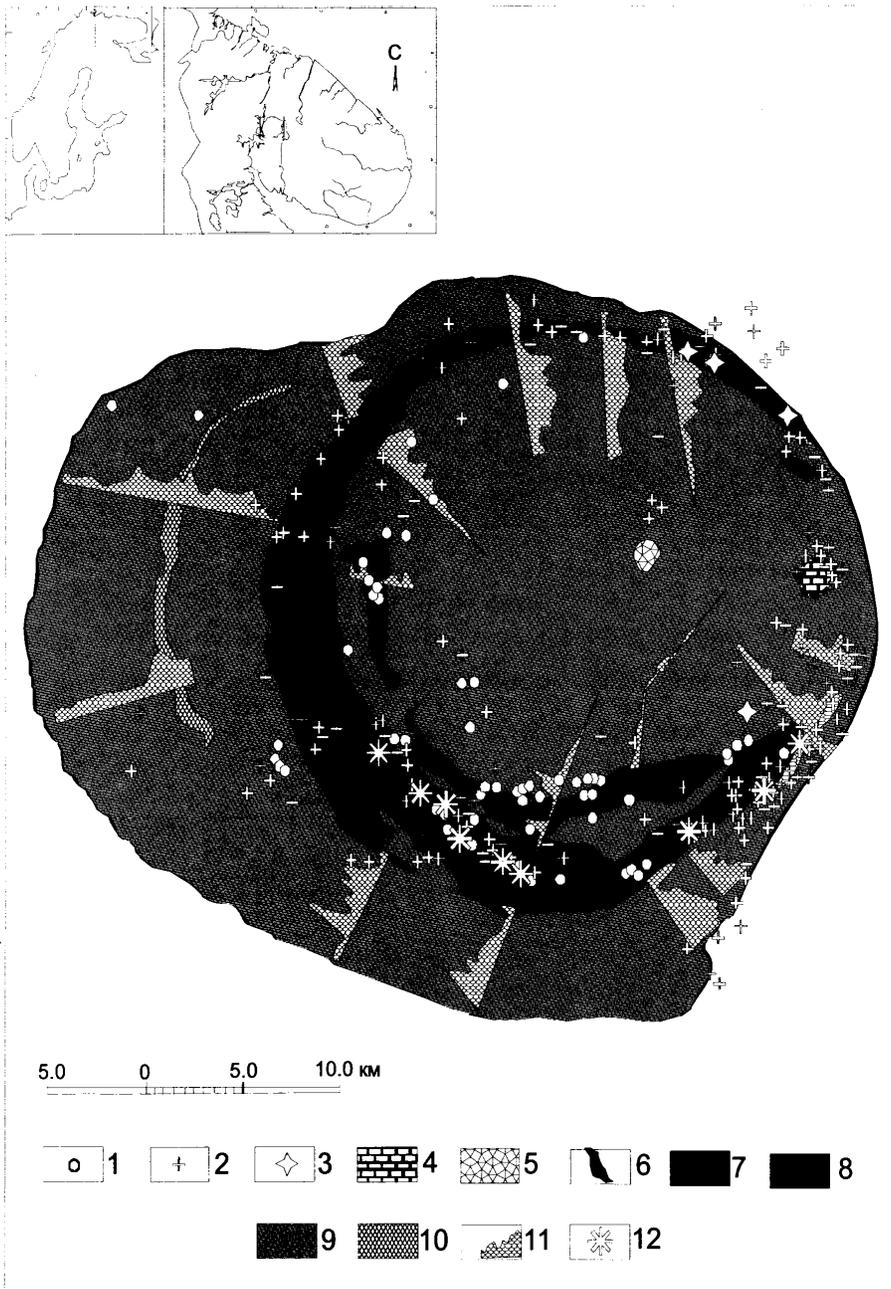


Рис. 2. Распределение газов в породах Хибинского массива (Нивин и др., 2003). 1 – гидротермальные жилы, 2 – дайки щелочных и щелочно-ультраосновных пород и 3 – трубки взрыва; 4 – карбонатиты; 5 – щелочные сиениты; 6 – апатито-нефелиновые породы; 7 – мельтейгит-уртиты; 8 – рисчорриты; 9 – фойяиты (включая хибиниты и ляво-чорриты); 10 – мелкозернистые нефелиновые сиениты и ксенолиты щелочно-ультраосновных пород; 11 – локализация окклюдированных газов; 12 – участки проявлений свободных газов

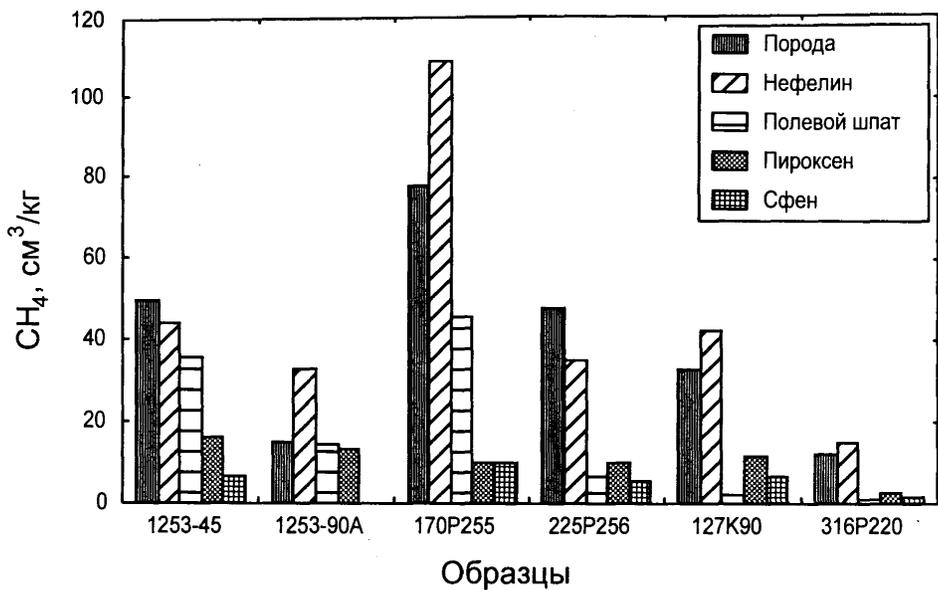


Рис. 3. Распределение метана в парагенных минералах левочорритов и уртитов Хибин

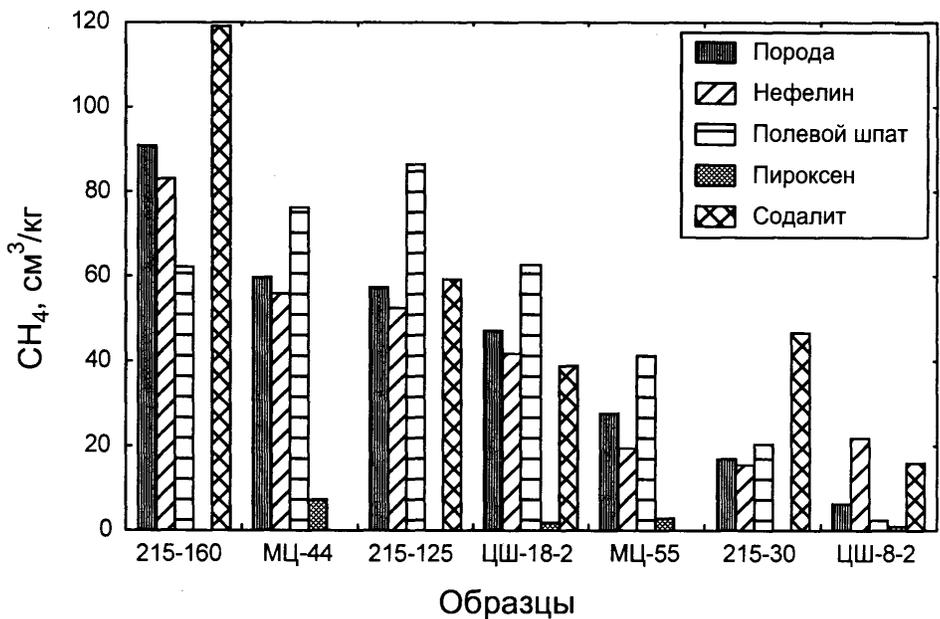


Рис. 4. Содержание метана в минералах фойяитов Ловозерского массива

Все известные в Хибинах, более или менее значимые выделения свободных газов зафиксированы опять же в пределах Центральной дуги (рис. 2). Отчасти это может быть обусловлено намного лучшей изученностью данной структуры в отношении СГ, поскольку именно здесь сосредоточены подземные горные выработки и большинство буровых скважин, относительно благоприятных для такого рода исследований. Тем не менее, в далеко не единичных скважинах за пределами дуги повышенного газовыделения пока не обнаружено. Преимущественная локализация эманаций свободных газов с поверхности массива в данной структуре подтверждается анализами подпочвенного воздуха, выполненными в ходе профильной газовой съемки, которая осуществлялась в последние три полевых сезона. Обработка и интерпретация результатов этих работ еще не завершены, тем не менее, значительные (максимальные по масштабу и частоте – в зоне ЦД) пространственные вариации содержаний газовых компонентов невоздушного происхождения в подпочвенной атмосфере очевидны. Над зонами контактов массива также обнаруживаются повышенные концентрации метана, этана, водорода и диоксида углерода, а последнего, кроме того, над- и вблизи карбонатитового комплекса. Не нашло подтверждения принимаемое ранее положение о прямой зависимости интенсивности эманаций СГ от петрографических типов пород, различающихся содержаниями окклюдированных газов.

В Ловозерском массиве сосредоточенность наиболее интенсивных свободных газовыделений на участках эксплуатируемых редкометальных месторождений, по-видимому, следует объяснять слабой изученностью интрузива в этом отношении. Максимальные концентрации газов в подпочвенной атмосфере здесь обнаружены в зонах контакта массива. Из двух главных комплексов, дифференцированный характеризуется более высокой газоотдачей по сравнению с эвдиалитовым.

В целом, повышенные количества остаточных СГ в кернах разведочных скважин и сравнительно высокий первоначальный дебит свободных газов в шпурах наблюдаются преимущественно на необводненных участках пород с развитой системой микротрещин, окруженных практически непроницаемыми, монолитными или же с изолированными, несвязанными между собой микро- и макрополостями, породными блоками. Преобладающим является спокойное диффузионно-фильтрационное истечение газов из породного массива, реже наблюдаются выделения, которые можно отнести к струйным, а также пробулькивание пузырьков газа через воду. Совсем редко и только в Хибинах фиксировались интенсивные кратковременные выбросы газа и промывочной жидкости из буровых скважин. Как правило, интенсивность газовыделения резко снижается в первые минуты или часы после вскрытия резервуара. Дебит отдельных шпуров (глубиной 2 м и диаметром 40 мм) и грифонов не превышал 0,5 л/мин, скважин – 5 л/мин, однако чаще величина этого параметра на 1–2 порядка меньше. Продолжительность подобного выделения составляет от нескольких суток до 20 лет.

Свободным газам свойственны не только пространственные, но и разных порядков временные вариации как химического и изотопного составов, так и динамики выделения (рис. 5–7), причем изменения интенсивности газовыделения могут происходить даже в масштабе долей метра (рис. 8). Подобная нестабильность газометрических параметров обуславливается, по-видимому, совокупным действием многих факторов, в числе которых геодинамические, сейсмические, гидрогеологические, космические и техногенные.

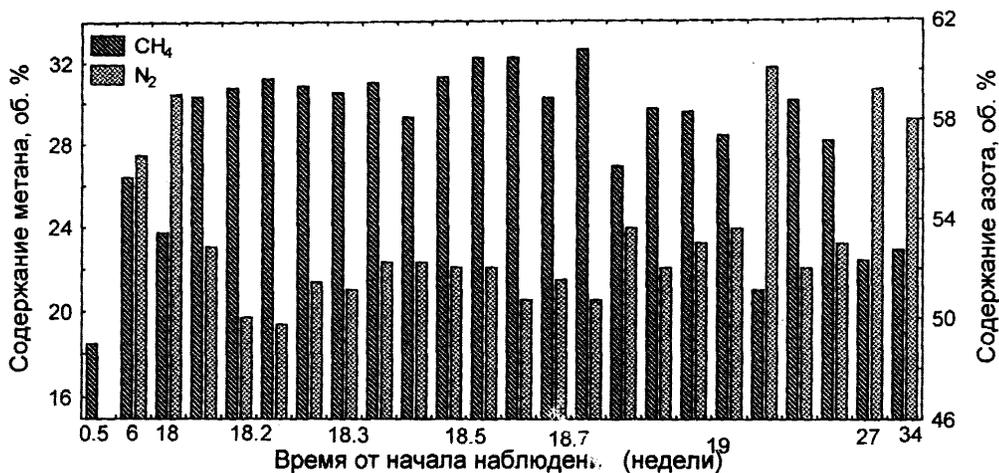
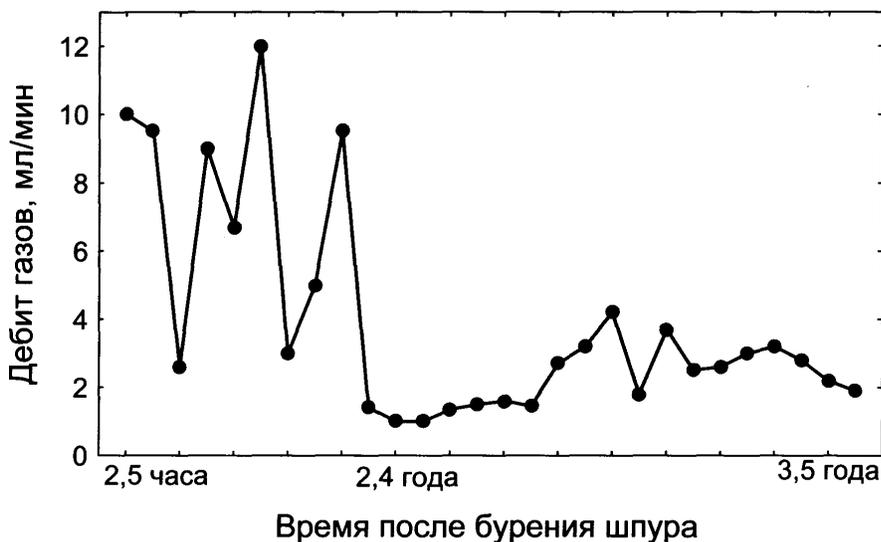


Рис. 5. Ход концентраций метана и азота в канале ствола скважины 360, Расвумчоррский рудник, Хибины



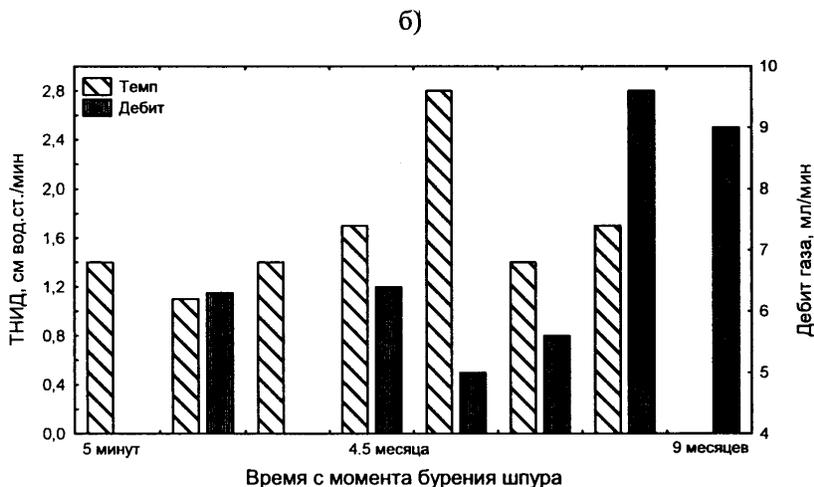
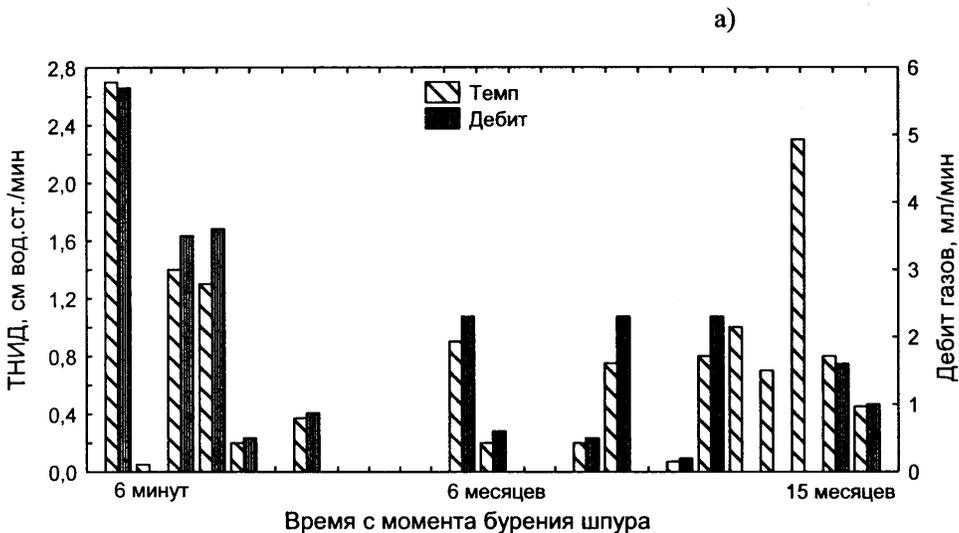


Рис. 7. Вариации темпа нарастания избыточного давления (ТНИД) и дебита свободных газов в шпурах 25-9 (а) и 110 (б). Карнасуртский рудник, Ловозерское месторождение.

Конденсированные формы проявления некарбонатного углерода в породах изучены гораздо меньше (Петерсилье, 1964; Флоровская и др., 1968). Содержания такого углерода в породах составляет, как правило, сотые доли процента (здесь и далее по массе), но иногда в постагматически измененных зонах пород и, особенно, в минералах пегматитов и гидротермальных жил может достигать 2% и более. Концентрации рассеянных битумов (хлороформный экстракт) варьируют от 0,0001 до 0,01%.

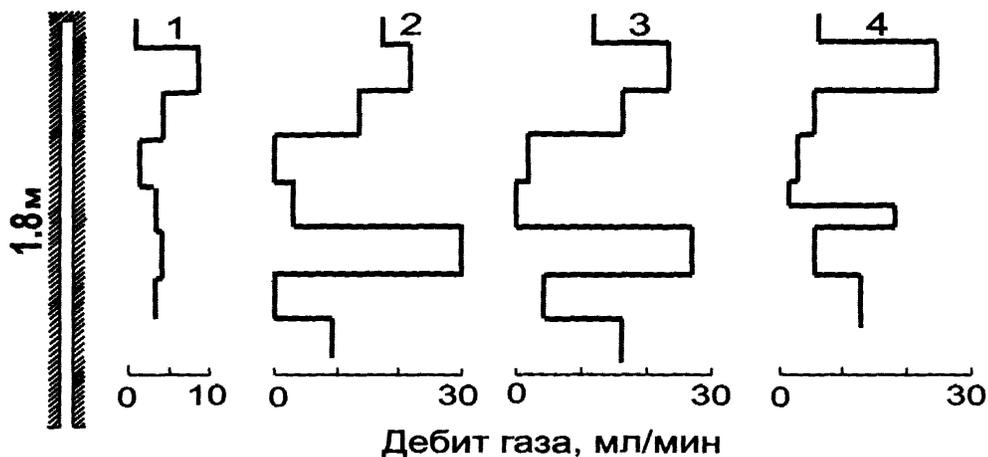


Рис. 8. Изменение интенсивности газовыделения по длине канала шпура. Измерения проводились через 15 (1), 53 (2), 54 (3) и 91 день после бурения шпура.

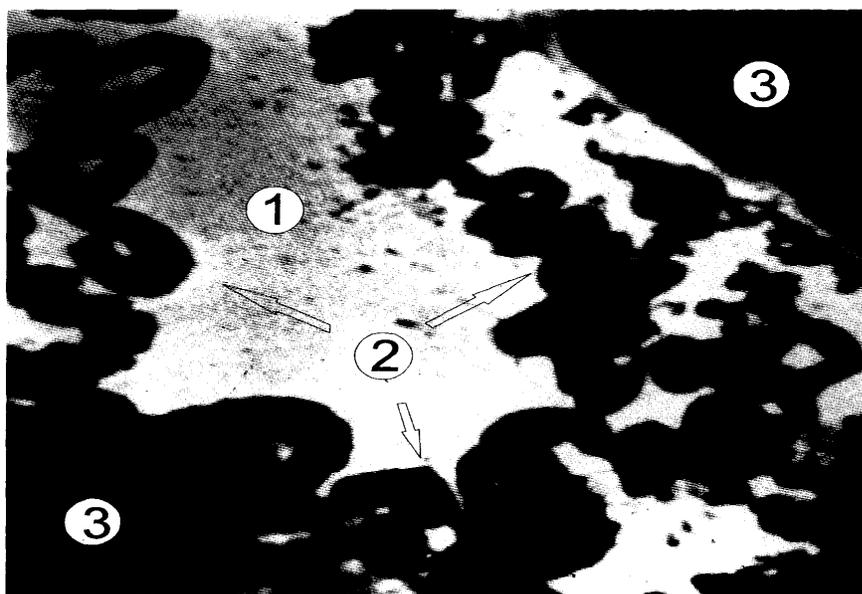


Рис. 9. Выделения твердого органического вещества (черное) в гидротермальной жиле. Кировский рудник, Хибины (Нивин и др., 2003). 1 – тулюкит, 2 – углеродистое вещество, 3 – пиррсонит

Выделения концентрированного органического вещества (рис. 9), достигающие 5–7 см, могут быть сложены антраксолитом, керитом, импсонитом, альбертитом, асфальтитом, асфальтом, мальтой. Они известны в пегматитовых и гидро-

термальных образованиях Центральной дуги и в карбонатитах Хибин и в большинстве случаев отлагаются на завершающих стадиях гидротермального процесса. Однако, в последнее время обнаружены повышенные концентрации микровключений твердого углеродистого вещества в нефелиновых сиенитах без явных признаков постмагматических преобразований.

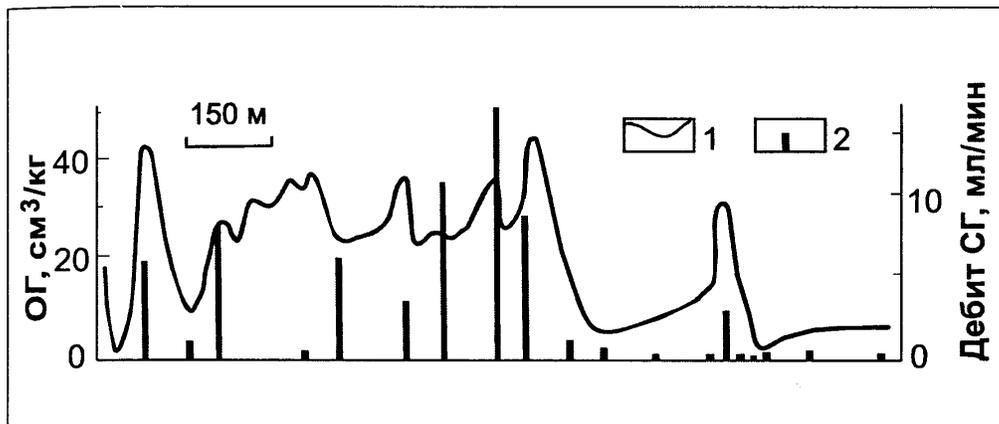


Рис. 10. Распределение окклюдированных газов (1) и вариации дебита газов свободной фазы (2) в фойяитах Ловозерского массива (стенка штофа Карнасуртского рудника)

Взаимосвязь и вопросы генезиса углеродистых веществ

Пространственная ассоциация свободных и окклюдированных углеводородных газов, подмеченная еще на первых этапах их изучения (Петерсилье, 1964), наряду с близостью их химического состава обычно приводится в качестве аргумента в пользу общности происхождения обоих морфологических типов газовой фазы в щелочных комплексах. Но недавние исследования показали, что такая ассоциация не универсальна и наблюдается лишь на ограниченных участках массивов как по латерали (рис. 10), так и по вертикальным разрезам, вскрытым буровыми скважинами (Нивин и др., 2003). В общем случае такой взаимосвязи не обнаруживается, о чем свидетельствуют результаты газовой съемки по подпочвенной атмосфере на рассматриваемых массивах, и сопоставление большого количества данных шпурового опробования на Ловозерском месторождении. Здесь не выявлено ни сколько-нибудь значимой корреляции составов обеих форм нахождения газов (рис. 11), ни зависимости дебита СГ от содержания в породах ОГ (рис. 12). В то же время, в Хибинском массиве очевидна связь со структурой ЦД не только обоих морфологических типов газовой фазы (рис. 2), но и проявлений конденсированного органического вещества, равно как даек различного состава, карбонатитов, пегматитовых и гидротермальных жил, содовой минерализации (Иванюк и др., 2002; Нивин и др., 2003).

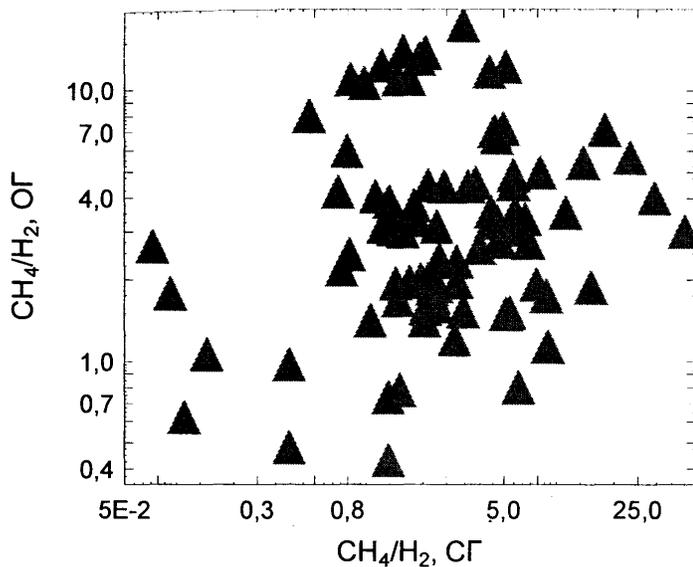


Рис. 11. Взаимосвязь отношения CH_4/H_2 в ассоциирующих окклюдированных и свободных газах (Ловозерское месторождение).

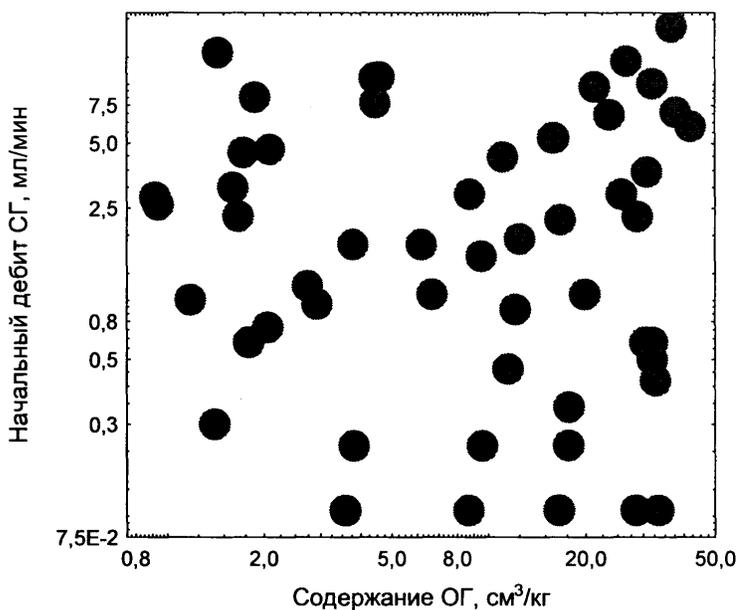


Рис. 12. Соотношения начального дебита свободных газов в шпурах и содержаний окклюдированных газов в породах (Ловозерское месторождение)

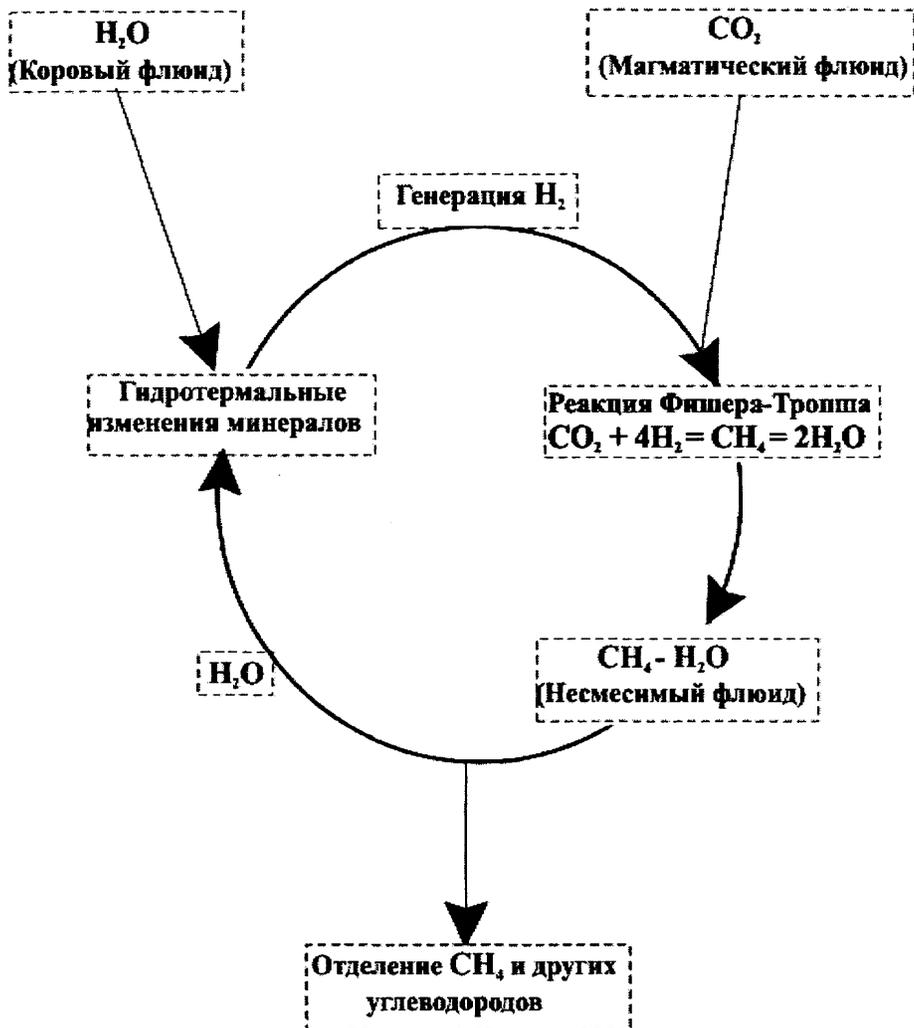


Рис. 13. Предполагаемая схема формирования углеводородов в щелочных магматических комплексах

Особенности локализации и различная, по определению, степень мобильности основных типов газовой фазы, условия, характер и длительность выделения свободных газов, позволяют предполагать, что одни участки пород могли потерять первичные, *in situ* образовавшиеся СГ, тогда как через другие осуществляется разгрузка газов, поступающих, вероятно, из глубоких частей массива. В ходе многолетних исследований углеводородных газов в щелочных комплексах предлагались различные гипотезы их происхождения, в частности, за счет (а) ассимиляции магмой и последующего преобразования органического вещества осадочных толщ или более поздней миграции УВ из вмещающих пород, (б) абиогенного формирования в щелочном расплаве до или в процессе магматической

кристаллизации, (в) длительного, вплоть до современного, глубинного потока abiогенных газов (см. ссылки, например, в (Икорский и др., 1992; Нивин и др., 2003). К настоящему времени abiогенный генезис, в пользу которого особенно веско свидетельствуют изотопный состав углерода и связь образования УВГ с процессами становления массивов, достаточно очевиден. При этом наиболее обоснованной представляется точка зрения о постмагматическом происхождении большей части УВ за счет гидрогенизации рассеянного углеродистого вещества, эволюции магматического флюида или синтеза по известной реакции Фишера-Тропша ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$) в результате взаимодействия первично магматических минералов и остаточных флюидов (рис. 13). Такие предположения, обычно касающиеся окклюдированных газов, базируются на данных микроскопических наблюдений, термодинамических расчетов, изотопного состава водорода, термобарометрии флюидных включений и распределения газов в парагенных в минералах. Исходный диоксид углерода, по-видимому, был остаточным, магматического происхождения, а молекулярный водород мог поступать с глубинными эманациями и/или генерироваться в процессе образования эгирина, магнетита, канкринита и цеолитов, часто при структурной перестройке и замещении нефелина, по реакциям окисления и гидратации типа $3\text{Na}_3\text{Fe}_4^{2+}\text{Fe}^{3+}\text{Si}_8\text{O}_{22}(\text{OH})_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 9\text{NaFe}^{3+}\text{Si}_2\text{O}_6 + 2\text{Fe}_3\text{O}_4 + 6\text{SiO}_2 + 5\text{H}_2$ или $3\text{NaAlSiO}_4 + \text{Na}^+ + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Na}_4\text{Al}_3\text{Si}_3\text{O}_{12}(\text{OH}) \cdot \text{H}_2\text{O} + 0.5\text{H}_2$. В ходе ФТ (Фишера-Тропша) реакций возможно образование смеси углеводородов с числом атомов углерода от 1 до 45 в широких интервалах давления (0,001–2 кбар) и температуры (20–700°C).

Катализаторами процесса могут быть в первую очередь соединения железа, даже присутствующие в системе в малых количествах, а роль структурных и химических промоторов, влияющих как на свойства катализатора, так и на состав продуктов синтеза, могли выполнять алюмосиликаты в частности и цеолиты в особенности. Важными показателями условий образования УВГ в процессе ФТ являются соотношения индивидуальных газовых компонентов, особенно метана с его гомологами, варьирующими в зависимости от наличия и типа катализатора, температуры, давления и пропорции исходных компонентов. Так, присутствие катализатора, повышение температуры и доли H_2 в исходном флюиде, снижение давления приводят к увеличению концентрации легких УВГ, в первую очередь CH_4 , в продуктах реакции. При заданном (постоянном) режиме в получаемых газовых смесях обычно соблюдается распределение Шульца-Флори, т.е. $C_1/C_2 \approx C_2/C_3 \approx C_3/C_4$. В хибинских и ловозерских газах это соотношение обычно не соблюдается (рис. 14). Несотответствие реального распределения ожидаемому указывает на длительность и изменение условий процесса ФТ. Показательны вариации отношений C_1/C_2 (фактически $\text{CH}_4/C_2\text{H}_6$, поскольку фиксируемыми иногда в незначительных количествах C_2H_4 можно пренебречь) в породообразующих минералах по группам пород (табл. 5). В соответствии с имеющимися минералогическими и петрологическими данными, а также выявленными взаимосвязями различной силы и направленности в разных петрографических группах пород между концентрациями углеводородных компонентов и щелочей в нефелинах и полевых шпатах, можно предполагать, что тенденции изменения этого отношения отражает уменьшение нижнего порога температуры газообразования и захвата флюидных микровключений. Постмагматические процессы, с которыми связывается формирование УВГ, были преимущественно автometасоматическими по природе.

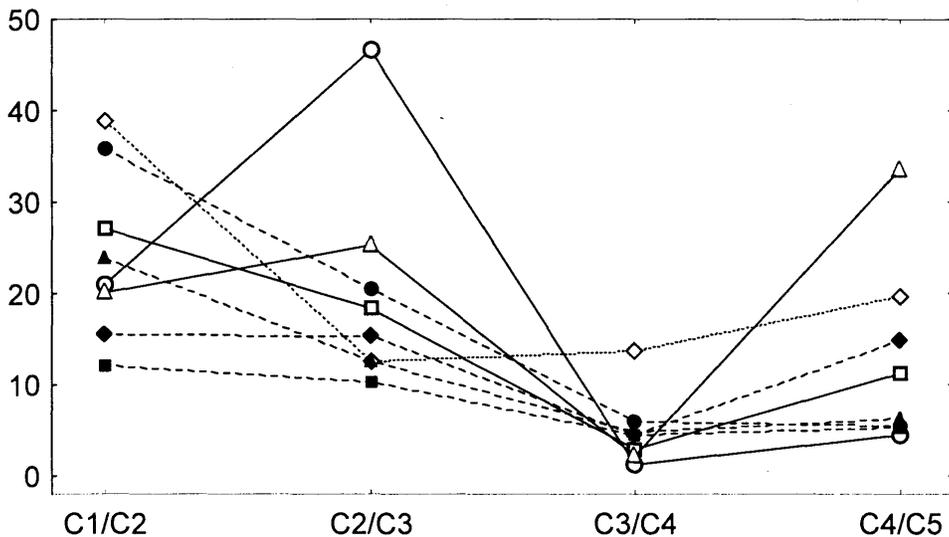


Рис. 14. Соотношения углеводородных компонентов в составе окклюдированных (залитые значки) и свободных (открытые значки) газов в ловозерских фойяитах

Таблица 5

Средние отношения CH_4/C_2H_6 в породообразующих минералах

Породы/минерал	Нефелин	Полевой шпат	Эгирин	Содалит
Хибинский массив				
Уртиты	37,4	88,1	87,5	21,1
Лявочорриты	33,1	35,9	60,5	
Ловозерский массив				
Ювит-уртиты	13,4	36,8	22,7	15,9
Луявриты и малиньиты	13,4	78,2	45,2	10,9
Фойяиты	19,0	36,5	37,7	18,9

Наиболее интенсивное образование УВГ, захваченных флюидными включениями, происходило при давлениях меньше 2 кбар и температурах 400–200°C. Близость элементного и изотопного составов ОГ и СГ, наличие промежуточных по форме нахождения, переходных между ними газов (в межзерновых порах, замкнутых микротрещинах незначительной протяженности), наряду с наблюдающейся в локальных участках пространственной ассоциацией, позволяют предполагать такой же механизм образования, возможно при еще более низких РТ параметрах, и свободных газов. Принимая во внимание также выявленные разнообразные взаимосвязи состава и распределения окклюдированных газов, временных и пространственных вариаций характера выделения свободных газов с одной стороны, а с другой – геомеханических параметров и изменения напря-

женно-деформированного состояния породного массива, продолжающуюся геодинамическую и сейсмическую активность Хибин, представляется, что наблюдаемые газы свободной фазы есть результат смешения в разных пропорциях газов, (1) оставшихся в микротрещинах при становлении щелочных комплексов после захвата флюидными включениями и потерь в процессе дегазации, (2) просачивающихся из глубоких частей массива, где они до настоящего времени генерируются по выше приведенной схеме и (3) вновь образующихся за счет механо-химических реакций и частичного высвобождения ОГ в условиях постоянно изменяющегося напряженно-деформированного состояния породного массива.

Установленные в Хибинах пространственные связи разнообразных углеродистых соединений, включая карбонатные (Нивин и др., 2003), предполагают наличие неких общих факторов и в их происхождении. Таковыми могут являться единство источника углерода и движущих сил минералообразующих процессов. Наблюдаемые вариации изотопного состава всех форм нахождения углерода могут быть удовлетворительно объяснены равновесным и неравновесным фракционированием изотопов мантийного углерода с $\delta^{13}\text{C} \approx -5\%$ и хроматографическим разделением изотопов на путях движения флюидов. При этом вопрос о его ювенильности остается открытым, поскольку в настоящее время все большее признание и подкрепление изотопно-геохимическими данными получают предположения о взаимосвязи процессов субдукции океанической литосферы и подъема мантийных плюмов, об участии рециклированного материала, в первую очередь летучих компонентов, включая углерод, в щелочном и карбонатитовом магматизме (Жогарко, Хаин, 2001 и др.). Возможно, и в нашем случае исходным был такой субдуцированный углерод или же смесь его с первичным мантийным. В то же время, предварительные данные об обнаружении в низкотемпературном конденсированном органическом веществе Хибин так называемых «биомаркеров» – гопанов и стеранов (Беттина Бискоу, персональное сообщение), допускают или возможность синтеза такого рода соединений абиогенным путем, или их сохранность в жестких термобарических условиях мантии, или же незначительный привнос действительно биогенного вещества метеорными водами на самых поздних стадиях минералообразования.

Изложенные выше наблюдения и предположения согласуются с особенностями распределения в породах и минералах таких признанных геохимических трасеров, как изотопы гелия и аргона. Это прямые корреляции концентраций, химического состава ОГ и изотопного состава благородных газов, или, например, снижение средней газонасыщенности главных породообразующих минералов от нефелина к полевоому шпату и эгирину и увеличение в той же последовательности отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$, отражающее повышение доли мантийной компоненты в захваченном флюиде. То и другое обуславливается уменьшением длительности, интенсивности и изменением физико-химических параметров постмагматических преобразований этих минералов. Именно исследованиями изотопного состава благородных газов установлено присутствие нижнемантийной компоненты в составе глубинного плюма, инициировавшего палеозойский щелочной магматизм Кольской провинции (Толстихин и др., 1999). Эти же изотопно-газовые данные свидетельствуют, что, в отличие от щелочно-ультраосновных, агпайтовые магматические расплавы, из которых формировались Хибинский и, особенно, Ловозерский плутоны, в значительно меньшем количестве сохранили исход-

ные мантийные газы, по крайней мере, инертные, и, напротив, оказались в большей степени контаминированными атмосферными флюидными компонентами. Разбавление магматического флюида коровым при формировании нефелин-сиенитовых массивов происходило, по-видимому, еще на докристаллизационном этапе их становления, а собственно магматическая кристаллизация и наиболее высокотемпературные постмагматические процессы протекали в сравнительно закрытой в отношении флюидов системе. Однако по мере снижения температуры все более интенсивной становилась циркуляция метеорных вод, поставлявших атмосферную газовую компоненту.

Что касается Хибинского массива, совокупность имеющихся материалов по распределению углеродистых соединений вполне согласуется с рядом работ, объясняющих строение и формирование дифференцированного комплекса Центральной дуги с позиций теории перколяции (Иванюк и др., 2002 и др.). При этом, в основу положены следующие особенности Хибинского массива: (1) форма его в вертикальном разрезе, представляющая собой конусовидную колонну, расширяющуюся в приповерхностной части, предположительно, в результате дилатансии (разуплотнения); (2) непрерывное воздымание относительно пород рамы в течение длительного времени со скоростью до 1,0–1,5 мм в год; (3) принадлежность к неравновесным, переполненным эндогенной энергией минеральным системам. Отток этой избыточной энергии активно разгружающейся колонны твёрдофазной интрузии происходил и происходит по Главному кольцевому разлому (Центральной дуге), представляющему собой связную структуру протекания (перколяционный кластер) и фиксируемому телами апатит-нефелиновых пород, штокверками пегматитовых и гидротермальных жил, новообразованными карбонатами натрия и зонами газонасыщенных вмещающих пород. После возникновения этой структуры все последующие процессы дифференциации вещества, обусловленные неравновесностью минеральной системы, концентрируются преимущественно в ней. Помимо непрерывного перераспределения вещества интрузии в восходящем потоке флюидов, отдельные импульсы разгрузки (разуплотнения) массива, после накопления в нём некоторого критического напряжения, по-видимому, были способны вызвать даже дифференциальные выплавки. В последующем, по мере падения градиента избыточной энергии и темпа «всплывания» массива, место расплавных выделений занимают пневмато-гидротермальные. Именно на эту фазу приходятся максимумы образования углеводородов и жильных карбонатов. Места локальной разгрузки ослабевающего энергопотока трассируются также многочисленными дайками. Поступление в систему дополнительной глубинной энергии могло, в частности, обеспечиваться водородом, наиболее эффективным из всех флюидных компонентов теплоносителем (Летников и др., 1994). С уменьшением подтока глубинной энергии, обусловленного, по-видимому, длительно существующими остаточными явлениями плюм-литосферного взаимодействия, и как следствие, со снижением темпа воздымания массива и избыточного напряжения, процессы минералообразования постепенно затухают, верхняя граница зоны также затухающей генерации углеводородов опускается. На завершающей стадии развития (вплоть до настоящего времени) рассматриваемой перколяционной структуры происходит формирование низкотемпературных «содовых кластеров», перераспределение свободных микротрещинных газов за счет изменения напряженно-деформированного состояния ло-

кальных участков породного массива и, вероятно, просачивание газовой фазы углеводородного состава, все еще образующейся в глубоких частях плутона.

Заключительные замечания

Совокупные, известные ранее и вновь полученные данные по особенностям состава, закономерностям и факторам локализации углеродистых соединений в породах и минералах, характеру выделения газов свободной фазы, свидетельствуют о абиогенном происхождении большей части углеводородов в Хибинском и Ловозерском щелочных комплексах, преимущественно на постмагматических этапах минералообразования по реакциям типа Фишера-Тропша. С учетом масштабов современных эманаций углеводородных газов с поверхности массивов, девонского возраста последних и очевидного со временем уменьшения интенсивности газовыделения, присутствия в породах, помимо газов, рассеянных жидких и твердых битумоидов, продуктивность щелочных магматических систем в отношении углеводородов оказывается весьма значительной, хотя и не достаточной для формирования промышленных скоплений.

Принимая во внимание пространственную близость Баренцовоморского нефтегазоносного бассейна и возможное влияние на его развитие рифтогенных структур, контролирующих размещение щелочных магматитов (Митрофанов и др., 1998), можно предположить, что долгоживущий нижнемантийный плюм, инициировавший палеозойский континентальный магматизм Кольской провинции, в какой-то степени способствовал и формированию шельфовых месторождений нефти и газа. Свидетельства тому могут быть обнаружены изучением изотопного состава благородных газов на этих месторождениях.

В любом случае Хибинский и Ловозерский интрузивы остаются уникальными природными объектами, дальнейшее изучение которых современными методами с использованием новейших достижений в разных областях наук о Земле может не только пролить дополнительный свет на источники, характер и условия эволюции флюидов в агпаитовых магматических системах, но и приблизить нас к решению давних проблем о степени влияния эндогенных факторов на формирование крупных скоплений углеводородного сырья, о возобновляемости их запасов, взаимосвязи рудогенеза и нефтегазообразования.

Литература

1. Арзамасцев А.А., Арзамасцева Л.В., Глазнев В.Н., Раевский А.Б. Глубинное строение и состав нижних горизонтов Хибинского и Ловозерского комплексов, Кольский полуостров: петролого-геофизическая модель // Петрология. 1998. Т. 6. №5. С. 478–496.
2. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., 1973. 382 с.
3. Иванюк Г.И., Яковенчук В.Н., Горяинов П.М. и др. Природный минералогический автоклав // Геология и полезные ископаемые Кольского полуострова. Том 2. Апатиты: МУП «Полиграф», 2002. С. 91–103.
4. Икорский С.В., Нивин В.А., Припачкин В.А. Геохимия газов эндогенных образований. – СПб.: Наука, 1992. 179 с.
5. Козарко Л.Н. Проблемы генезиса гигантских апатитовых и редкометалльных месторождений Кольского полуострова (Россия) // Геол. руд. месторожд. 1999. Т. 41. №5. С. 387–403.
6. Козарко Л.Н., Хаин В.Е. Щелочной магматизм в истории Земли: опыт геодинамической интерпретации // Докл. АН, 2001. Т. 377. №5. С. 677–679.

7. Летников Ф.А., Дорогокупец П.И., Лашкевич В.В. Энергетические параметры флюидных систем континентальной и океанической литосферы // Петрология, 1994. Т. 2. №6. С. 563–569.

8. Митрофанов Ф.П., Предовский А.А., Любцов В.В. и др. Новые аспекты прогнозирования крупных нефтегазоносных областей. Апатиты: 1998. 58 с.

9. Нивин В.А., Коноплева Н.Г., Трелоар П., Икорский С.В. Формы нахождения, взаимосвязь и проблемы происхождения углеродистых соединений в породах Хибинского щелочного массива // Плюмы и проблема глубинных источников щелочного магматизма (Plumes and problem of deep sources of alkaline magmatism). Труды III Международного семинара. Ред. Н.В. Владыкин. Иркутск–Хабаровск, 2003. С. 126–143.

10. Петерсилье И.А. Геология и геохимия природных газов и дисперсных битумов некоторых геологических формаций Кольского полуострова. – М.-Л.: Наука, 1964. 171 с.

11. Толстихин И.Н., Каменский И.Л., Марти Б. и др. Идентификация вещества нижнемантийного плюма в девонских щелочно-ультраосновных-карбонатитовых комплексах Кольского полуострова на основании изотопии благородных газов и радиоактивных элементов / Препр. Апатиты-Нанси-Брюссель, 1999. 97 с.

12. Флоровская В.Н., Зезин Р.Б., Овчинникова Л.И. и др. Диагностика органического вещества в породах и минералах магматического и гидротермального происхождения. М.: Наука, 1968. 152 с.

13. Яковенчук В.Н., Иванюк Г.Ю., Пахомовский Я.А., Меньшиков Ю.П. Минералы Хибинского массива. М., 1999. – 326 с.

ГЛУБИННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ФЛЮИДЫ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Б.М. Валяев, М.Н. Смирнова, Р.М. Юркова

Институт проблем нефти и газа РАН
valyb@mail.ru

Глубинные флюиды, их роль в процессах нефтегазообразования и нефтегазо-накопления приобретают ключевое значение в исследованиях по нефтегазовой геологии последнего десятилетия. Достаточно сослаться на работы Б.А. Соколова по нефтегазовым флюидодинамическим системам, или разработки концепций микстгенетического происхождения нефти и газа (В.П. Гаврилов, А.Е. Лукин и др.). Однако в этих разработках до последнего времени не рассматривались возможности поступления из мантии и коры (через фундамент нефтегазоносных бассейнов) в составе глубинных флюидов углеводородов нефтяного ряда, а часто и метана. Между тем, результаты петрологических (академики В.А. Жариков, Ф.А. Летников, А.А. Маракушев) и геодинамических (В.В. Адушкин, Н.Л. Добрецов, Ю.Г. Леонов) исследований давали базу для обоснования такой возможности. Реализацию последней можно проследить по итогам разработки концепции глубинной углеводородной дегазации П.Н. Кропоткина. Закономерным итогом сложившейся ситуации явилось выдвижение А.Н. Дмитриевским концепции полигенеза нефти и газа. Дальнейшее развитие перспективных идей полигенеза невозможно без интенсификации исследовательских работ по глубинному генезису нефти и газа. Подобная интенсификация диктуется и необходимостью учета результатов разработки новых идей в геотектонике, геодинамике и петрологии для внесения корректив в построения геологов нефтяников о механизмах образо-

вания осадочных бассейнов и роли эндогенных факторов в процессах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

В рамках проекта 1.3 основное внимание было уделено двум направлениям исследований, связанным с флюидогеохимическими и геофлюидодинамическими аспектами. По итогам выполненных работ представлены три статьи. В них приведены новые данные по изотопно-геохимическим характеристикам глубинных восстановленных флюидных систем и гигантских скоплений нефти и газа. Обосновываются механизмы вторжения глубинных флюидов в разрезы осадочных пород нефтегазоносных бассейнов и принципиальные схемы дифференциации и трансформации флюидных систем. Выявление факторов структурно-тектонического и геодинамического контроля нефтегазоносных залежей, включая газогидратные скопления в осадках дна Мирового океана, направлено на познание обстановок и механизмов вторжения глубинных флюидов, а также закономерностей их пространственного распространения. Полученные результаты важны для создания основ прогнозирования нефтегазоносности с позиций глубинного (полигенного) образования нефти и газа и расширения ресурсной базы нефтедобывающей отрасли.

На протяжении более ста лет в рамках традиционных подходов и построений геологи и геохимики не могут найти удовлетворительного объяснения целому ряду фактов и ключевых положений, связанных с генезисом нефти и газа и закономерностям распространения их скоплений. К прежним трудностям в результате разбуривания глубоких недр нефтегазоносных бассейнов на суше и на шельфах добавились новые. При исследовании природы газогидратов в осадках дна Мирового океана с особой ясностью вскрылись противоречия между интерпретациями, основанными на геологических и изотопно-геохимических данных. Как оказывается, альтернативная интерпретация изотопно-геохимических данных возможна [1 и др.] В результате достигается не только гармонизация в интерпретации геологических и изотопно-геохимических данных. Оказывается, газогидраты могут играть ключевую роль в пересмотре основных положений традиционных построений по генезису нефти и газа [9, 18 и др.]. Предварительно следует рассмотреть новейшие данные, полученные при исследовании гидратоносности осадочных бассейнов континентальных (океанических) окраин.

Первые прогнозы гидратоносности осадков и пород основывались на предположениях о решающем вкладе в образование газогидратов биохимического метана. Предполагалось почти повсеместное распространение газогидратов в Мировом океане при глубине дна, превышающей 300–600 м. Однако по данным геофизических исследований и глубоководного бурения установлено не сплошное, а спорадическое, зонально-пятнистое распространение газогидратов. К наиболее детально изученным регионам относится Атлантическая окраина США. Участки дна с аномальной гидратонасыщенностью ассоциируются на ней с депозитами погружения, цепочкой диапировых структур, с северо-восточным склоном хребта Блейк Аутер, осложненным зоной глубинного разлома. Именно к этим структурам приурочены каналы, контролирующие восходящие потоки и перетоки углеводородов, обуславливающие формирование скоплений газогидратов. Эти же перетоки обуславливают аномальное насыщение метаном осадков при низком содержании в них органического вещества, восстановление сульфатов в поровых водах.

Ассоциация газогидратов в придонных осадках с интенсивными сквозными разгрузками в придонные воды является типичной. Крупные «факелы» – (plumes) метана зафиксированы в океанических водах над Газогидратным хребтом (Орегон, Канада), в ряде участков Охотского, Каспийского, Черного и других морей. В этих случаях приуроченность каналов вертикальных перетоков углеводородов к разрывным структурам несомненна, как и в случаях контроля перетоков метана структурами инъекционного типа, трубами (chimneys), диапирами, грязевыми вулканами, столбообразными структурами типа VAMP's. Из инъекционных структур наиболее интенсивными сквозными (до морского дна) разгрузками (перетоками) углеводородов характеризуются грязевые вулканы. В осадках их кратеров во многих грязевулканических провинциях дна Мирового океана выявлено распространение газовых гидратов, относимых В.А. Соловьевым [13] к очаговому типу. Корни грязевых вулканов в некоторых регионах прослежены вплоть до подошвы осадочного чехла. Проявления деятельности отдельных грязевых вулканов в пределах грязевулканических провинций, характеризуются крайней неравномерностью, достигающей нескольких порядков величин. Этим обстоятельством могут быть дополнительно обусловлены неравномерности процессов накопления газогидратов уже в пределах отдельных регионов.

Результаты глубоководного бурения показали, что в разрезе верхних слоев под дном океанических окраин и морей, обособляемых по термодинамическим параметрам (Т, Р) в качестве зоны стабильности газогидратов (ЗСГ), газогидраты распространены спорадически и неравномерно. Даже в пределах крупнейших гидратоносных провинций (Каролина и Блейк Аутер Ридж, желоб Нанкай, Орегон и др.) газогидраты (ГГ) не заполняют весь разрез осадков ЗСГ. Отсутствие значительных концентраций свободного газа под подошвой ЗСГ, как и слабая гидратонасыщенность порового пространства осадков в самой нижней части ЗСГ, вполне объяснимы. Термодинамические параметры в низах ЗСГ недостаточны для эффективного «замораживания» и длительной консервации метана в газогидратах. Напротив, условия для перетоков водорастворенного метана вверх по разрезу слабо консолидированных осадков облегчены за счет возникновения в них упомянутых выше каналов разного рода. Геофизический раздел в подошве ЗСГ – bottom simulating reflector (BSR), как оказалось, не гарантирует ни высокой гидратонасыщенности нижней части разреза ЗСГ, ни высокой газонасыщенности (free gas) непосредственно ниже границы BSR.

Неожиданной оказалась слабая гидратонасыщенность и частое отсутствие газогидратов в верхней части разреза осадков ЗСГ (Орегон, Блейк Аутер Ридж, желоб Нанкай и др.). Выяснилось, что находки газогидратов в колонках донных осадков встречались лишь вблизи участков выхода на морское дно каналов разгрузки углеводородных флюидов, особенно интенсивных разгрузок, связанных с грязевулканическими структурами. В пределах континентальных окраин только такие интенсивные перетоки и разгрузки углеводородов приводят к восстановлению сульфатов поровых вод и возникновению условий, благоприятных для образования и консервации газогидратов. В фоновых условиях в придонных осадках ГГ не накапливаются, поскольку интенсивность биохимических процессов окисления метана в поровых водах с сульфатами обычно превышает интенсивность бактериальной генерации метана за счет органического вещества осадков [11]. Наибольшая обогатенность газогидратами кернов глубоководных скважин, как и наибольшая гид-

ратонасыщенность порового пространства морских осадков по геофизическим и геохимическим данным приурочена к средней части разреза ЗСГ.

Таким образом, теперь выясняется, что прежние критерии и индикаторы гидратонасыщенности осадков в разрезе ЗСГ, такие как BSR, сейсмоакустические аномалии и, даже, находки газогидратов в колонках донных осадков имеют относительную значимость. Не имеют прямой прогностической значимости ни мощность (толщина) ЗСГ или осадочного чехла в целом, ни обогащенность осадков органическим веществом. Даже изотопно легкий состав метана по углероду ($\delta^{13}\text{C}$) или по водороду (δD) не свидетельствует о сингенетичности метана вмещающим осадкам, и более вероятно поступление метана в ЗСГ снизу [11].

В сущности, в деятельности грязевых вулканов и в формировании скоплений газогидратов на дне Мирового океана с особой отчетливостью проявляют себя **локализованные потоки** глубинных углеводородных флюидов [20]. В пользу этого заключения свидетельствует целый ряд аргументов, относящихся к крайней неравномерности в распространении грязевулканических и газогидратных провинций, огромный разброс в масштабах отдельных скоплений ГГ или грязевулканических аппаратов, примат вертикальной миграции в перетоках углеводородов. Скопления ГГ приурочены, в основном, к обводненным рыхлым отложениям ЗСГ, в разрезе которых выдержанные изолирующие покрышки отсутствуют. Здесь нет условий для консервации биохимических газов и сохранности их от окисления. Трудно обеспечить формирование гигантских скоплений ГГ при отсутствии условий для латеральной миграции углеводородов и невозможности аккумуляции их с больших нефтегазосборных площадей. В глубоководных участках гидратоносных акваторий гранитно-метаморфический слой отсутствует или резко сокращен по мощности, что еще более затрудняет поиски источников генерации углеводородов из органического вещества (даже в былых осадочных породах в комплексе фундамента).

Образование скоплений газогидратов находится в одном ряду с образованием нефтегазовых скоплений и должно рассматриваться в системе процессов ГМАК – генерации – миграции – аккумуляции и консервации углеводородов. В плане оценки факторов, благоприятствующих аккумуляции и консервации (сохранности) метана при формировании скоплений газогидратов к настоящему времени ситуация прояснилась [3, 10]. Менее благоприятны для газогидратонакопления верхние и нижние слои осадков ЗСГ. В большей же части разреза ЗСГ образованию газогидратов благоприятствует присутствие в разрезе ЗСГ высокопроницаемых (алеврито-песчанистых) слоев, чередующихся с низкопроницаемыми (глинистыми) прослоями. С каналами вертикальной миграции углеводородов, связанными с перечисленными выше преддиапировыми, псевдодиапировыми и диапировыми (инъекционными) структурами в пределах газогидратоносных акваторий проблем также не возникает. Интенсивные потоки и перетоки углеводородно-водных флюидов в слабо консолидированных осадках способствуют возникновению подобного рода каналов и структур.

Таким образом, проблема формирования скоплений газогидратов в разрезе ЗСГ сводится к проблеме существования интенсивных восходящих потоков углеводородов (метана), т.е. к проблеме источников метана – очагов генерации углеводородов. В отношении формирования скоплений углеводородов в нефтегазовых провинциях геологи-нефтяники видят проблему в образовании ловушки в

осадочном разрезе, полагая, что углеводороды для ее заполнения найдутся. Для скоплений газогидратов обнаруживается другая проблема – проблема источника углеводородов. При этом источник должен замыкаться на очаги очень интенсивной генерации углеводородов. В отличие от нефтегазовых месторождений газогидратные скопления разрушаются интенсивнее в сотни раз, да и процессы их формирования имеют низкую эффективность – сопровождаются большими потерями и сквозными утечками углеводородов в гидросферу и атмосферу [10].

Данные о мощности и характере осадков ЗСГ не определяют реальной их гидратоносности (гидратонасыщенности). Однако в глобальном плане с осадками ЗСГ ассоциируется приповерхностный (придонный) интервал газоносности в форме газогидратоносности. Поскольку ресурсы метана в газогидратах по средним оценкам ($2 \cdot 10^{15} - 2 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$) намного превышают открытые мировые запасы газа во всем осадочном разрезе, ясно, что приповерхностный интервал газогидратоносности представляет собой главную зону газонакопления в осадочном разрезе. На суше к приповерхностному интервалу осадочного разреза приурочены скопления тяжелой нефти и битуминозных песков, основные запасы которых открыты в Венесуэле (Офисина, около 500 млрд т) и Канаде (Атабаска, более 100 млрд т). Открытые мировые запасы обычной нефти (менее 200 млрд т) значительно уступают запасам тяжелой нефти. Таким образом, и в плане нефтегазоносности приповерхностный интервал является основным – главной зоной нефтегазонакопления в осадочном разрезе.

Формирование скоплений газогидратов и тяжелой нефти происходило за счет вертикальных перетоков углеводородов, на фоне преобладающего рассеяния метана в первом случае и потери газообразных и легких жидких углеводородов во втором случае. Таким образом, основное формирование скоплений нефти и газа происходило на фоне рассеяния их компонентов в атмосферу и гидросферу. При этом за счет глубинных углеводородов параллельно происходило и формирование разного рода газовых и битуминозных аномалий. В этой связи становятся более понятными как положительные, так и отрицательные результаты прогноза перспектив нефтегазоносности при использовании геохимических данных в рамках традиционных интерпретаций по формированию скоплений углеводородов. Новые оценки интенсивности (масштабов) углеводородной дегазации при формировании газогидратов ($10^{13} - 10^{14} \text{ г/год}$ [11]) и в целом (от $2 \cdot 10^{14}$ до $5 \cdot 10^{14} \text{ г/год}$ [4]) существенно не отличаются от наших более ранних оценок ($2,5 \cdot 10^{14} \text{ г/год}$ [2]). Поскольку эти оценки почти на три порядка величины превосходят возможности генерации нефти и газа из рассеянного органического вещества осадочных пород, следует неизбежный вывод о глубинной природе углеводородов, формирующих любые типы нефтегазовых скоплений, включая газогидраты.

В сущности, можно считать, что зоны интенсивного газогидратонакопления, как и зоны интенсивной грязевулканической деятельности, маркируют очаги интенсивной генерации углеводородов. Для газогидратов на континентальных окраинах такие очаги оказываются приуроченными к депоцентрам интенсивных прогибаний и осадконакопления, а также к окраинам аккреционных призм. Депоцентры связаны с пересечениями разломных зон, рифтовыми (надшовными) прогибами, с тройными сочленениями рифтов. На окраинах аккреционных призм разрез осадков осложнен разрывными нарушениями «листрического» типа, исходящими от высокопроницаемых глубинных зон деколлемента и протодеколлемен-

та. Корневые зоны каналов, снабжающих углеводородами зону газогидратообразования в разрезе ЗСГ в аккреционных призмах, уже изучены не только геофизическими методами, но и при глубоководном бурении у берегов Орегона, в желобе Нанкай [19] и др. Здесь очаги генерации углеводородов могут быть связаны как с глубинными погружениями наклонных зон деколлемента под аккреционные призмы, так и с корневыми зонами серпентинитовых мантийных диапиров, выявленных вблизи края (деформационного фронта) аккреционных призм.

В последние годы опубликовано большое количество работ, в которых интенсивная генерация метана связывается с процессами серпентинизации [14, 15, 8, 12 и др.], либо с процессами субдукции океанических осадков и коры под островные дуги (аккреционные призмы). Р.М. Юрковой получены новые свидетельства связи глубинных углеводородных систем с серпентинизацией ультрабазитов. Наибольшие концентрации метана ассоциируются с ультрабазитами, испытавшими раннюю петельчатую серпентинизацию на глубинах 40–50 км. Подъем диапира сопровождался синтезом гомологов метана и нефтяных углеводородов при температурах 350–500°C. Дополнительное поступление восстановленных флюидов проходило позднее по каналам, связанным с формированием комплексов дайка в дайке.

Нами выполнено обобщение изотопно-геохимических данных по нефтегазовым и газогидратным скоплениям с изотопно легким (ИЛ) метаном. Выяснилось, что метан в двух типах бактериальных приповерхностных газов является экстремально изотопно легким либо по углероду ($\delta^{13}\text{C}$), либо по водороду (δD) и не участвует в формировании нефтегазовых скоплений, включая газогидраты [5]. Бактерии могут участвовать в образовании ИЛ метана при трансформации углеводородных флюидов в процессах формирования и разрушения скоплений углеводородов. Становится ясным, что глубинные углеводородные газы и флюиды могут иметь различный изотопно-геохимический облик и распространены гораздо шире, чем это предполагалось до последнего времени. Специфический изотопно-геохимический облик природных газов во многих случаях объясняется особенностями региональных тектонических режимов (обстановок) их генерации и последующей, в процессах миграции, трансформацией [7].

Эти выводы о природе ИЛ метана в скоплениях ГГ вносят дополнительный оптимизм в необходимость поисков и изучения ГГ. Газогидраты оказываются важнейшим маркером локализованных потоков углеводородных флюидов, с которыми во многих случаях могут быть связаны нефтегазовые скопления в ниже лежащих частях разреза.

Связь процессов генерации и вторжения углеводородов с эндогенными процессами проявляется в ассоциации наиболее крупных скоплений ГГ с расколами и сбросами на континентальных склонах, в основании рифтовых прогибов. Наряду с продольными, поперечные глубинные разломы также принимают участие в контроле локализованных потоков и перетоков углеводородов и формировании как крупнейших нефтегазовых месторождений (бассейны Реконкаво, Гвинейского и Мексиканского заливов), так и глубоководных скоплений ГГ (хребет Блейк-Аутер и поднятие Каролины, желоба вдоль окраин Тихого океана). В глубоководных зонах океана в ряде случаев отчетливо проступает связь скоплений ГГ и питающих их локализованных потоков углеводородов не только с субвертикальными зонами разломов, но и с зонами глубинных срывов (decollement), прежде

всего в основании осадочного разреза. Приуроченность в ряде случаев к этим участкам дна океана вторжения протрузий мантийных серпентинитов дополняет картину тектонического контроля процессов нефтегазоаккумуляции, связанных с локализованными потоками и перетоками глубинных углеводородов.

В пределах российских акваторий участие глубинных углеводородных флюидов в процессах нефтегазоаккумуляции с особой отчетливостью проявляется в осадочном бассейне Черного моря, во многих отношениях являющегося уникальным. К настоящему времени на дне Черного моря уже выявлено около четырех тысяч разгрузок углеводородных газов, а ежегодный сброс метана в воды Черного моря достигает 350 млрд м³ [16, 17].

На данном этапе исследований (при малой степени глубиной и глубоководной разбуренности дна) Черное море ярко демонстрирует проявления сквозных локализованных потоков углеводородов, представленных многочисленными разгрузками на его дне. Эти разгрузки сосредоточены, в основном, в зонах перехода от шельфа к континентальному склону, осложненных разрывными нарушениями сбросового типа по западной окраине моря и системам поддвигов и глубинных срывов по его восточной окраине. Разгрузки углеводородов прослеживаются и в более глубоководных участках континентальных склонов, но здесь они приобретают иной характер. Сквозными остаются лишь наиболее крупные из них, представленные грязевыми вулканами. В менее масштабных разгрузках (chimneys, VAMP,s) потоки метана или рассеиваются и окисляются в разрезе молодых осадков, либо утилизируются в виде газогидратных скоплений. При глубинах дна более 700 м газогидраты образуются и в придонных осадках в очагах сквозной разгрузки углеводородов на морском дне. На этих глубинах сквозные разгрузки углеводородов представлены, в основном, грязевыми вулканами.

На севере, в Прикрымской части Черного моря (прогиб Сорокина) интенсивные сквозные разгрузки углеводородов на дне (включая «факелы» метана в водной оболочке) также представлены грязевыми вулканами, в прикратерных участках которых в колонках донных осадков обнаружены газогидраты. Формирование прогиба Сорокина и грязевулканическую деятельность в нем также можно считать связанной с системой глубинных поддвигов под горное сооружение Крыма. Одной из специфических черт Черного моря является то, что сквозные разгрузки углеводородов в связи с грязевыми вулканами выявлены и в его глубоководной Западной впадине. Поскольку формирование этой впадины связано с одним из апофизов мантийного выступа (супердиапира) под Черным морем, можно ожидать, что такого же рода проявления локализованных потоков глубинных углеводородов будут выявлены в его глубоководной Восточной впадине.

В целом для впадины Черного моря проявляется локализованность участков как разгрузок углеводородов, так и проявлений газогидратов. В региональном плане эти участки контролируются, в основном, разрывными нарушениями в основании континентального склона, либо зонами максимальных погружений и мощности осадков в глубоководных впадинах, под которыми по геофизическим данным выявляются «выступы» мантийного вещества и тройные сочленения рифтовых систем (глубинных разломов) по фундаменту. В осадочном разрезе каналы наиболее интенсивных разгрузок сопровождаются процессами диапиризма и грязевого вулканизма. В Южном Каспии с особой наглядностью проявляется не только роль крупных дизъюнктивных структур в контроле процессов мигра-

ции, перетоков углеводородов в осадочном разрезе, но и гигантские масштабы и темпы этих перетоков (разгрузок) и глубинная природа углеводородов.

Таким образом, данные, полученные при изучении дна Мирового океана, демонстрируют гигантские масштабы и темпы генерации и выноса глубинных углеводородов локализованными потоками, формирующими скопления не только нефти и газа, но и газогидратов [9, 11 и др.]. При этом структуры наиболее интенсивной сквозной (в атмосфере) разгрузки углеводородов на суше – грязевые вулканы оказались широко распространены и на дне Мирового океана, контролируя здесь каналы сквозной разгрузки углеводородов в воды океана. Грязевые вулканы и скопления газогидратов распространены и в глубоководных частях океанического дна (до 5–6 км), т.е. и на участках, где в разрезе коры отсутствует гранитно-метаморфический слой, а мощность осадочного чехла не превышает первых сот метров. В таких ситуациях роль глубинных разрывных нарушений с особой отчетливостью проявляется в генетическом аспекте, т.е. в контроле миграции углеводородов имеющих глубинный, подчехольный, генезис.

Литература

1. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли: масштабы и роль в нефтегазонакоплении // Геология нефти и газа, 2002, №9, с. 38–42.
2. *Валяев Б.М.* Геодинамические аспекты глубинной углеводородной дегазации. Автореф. дисс. ... доктора геол.-мин.наук. – М.: ГИН АН СССР, 1987. 32 с.
3. *Валяев Б.М.* О факторах, контролирующих формирование и разрушение скоплений газогидратов в осадочном разрезе дна Мирового океана. Геология морей и океанов. Тезисы докладов XV Международной школы морской геологии. Т. 1. – М.: 2003, с. 148–149.
4. *Валяев Б.М.* О темпах формирования и восполнения залежей нефти и газа. Актуальные проблемы геологии нефти и газа. – М. ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005, с. 100–116.
5. *Валяев Б.М., Чудецкий М.Ю.* Геологические условия распространения и природа двух типов экстремально изотопно легкого ($\delta^{13}\text{C}$, δD) метана // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы седьмой международной конференции. М., 2004, МГУ, с. 101–102.
6. *Валяев Б.М., Леонов С.А., Титков Г.А., Чудецкий М.Ю.* Локализованные потоки и перетоки углеводородов в стратифере и генезис нефтегазовых месторождений. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы Второй Международной конференции. – М.: Изд-во МГУ, 1998, с. 43–45.
7. *Валяев Б.М., Титков Г.А., Чудецкий М.Ю.* О генезисе изотопно-легкого метана в скоплениях углеводородов. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений – М. ГЕОС, 2002. с. 108–134.
8. *Дмитриев Л.В., Базылев Б.А., Борисов М.В. и др.* Образование водорода и метана в процессе серпентинизации мантийных ультрабазитов в океане и генезис нефти // Российский журнал наук о Земле, 2000, т. 1, №1, с. 1–16.
9. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений – М. ГЕОС, 2002. с. 7–36.
10. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Скопление газогидратов в системе утилизации, трансформации и рассеяния потоков глубинных углеводородов. Тезисы докладов конференции «Газовые гидраты в экосистеме Земли» – Новосибирск: ИНХ СО РАН, 2003. с. 32–33.
11. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Распространение и ресурсы метана газовых гидратов // Наука и техника в газовой промышленности, М., 2004, №1–2, с. 5–13.
12. *Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е., Матвеевков В.В.* Гидротермальный механизм формирования газогидратов на срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей) // Геология нефти и газа, 1997, №8, с. 4–16.

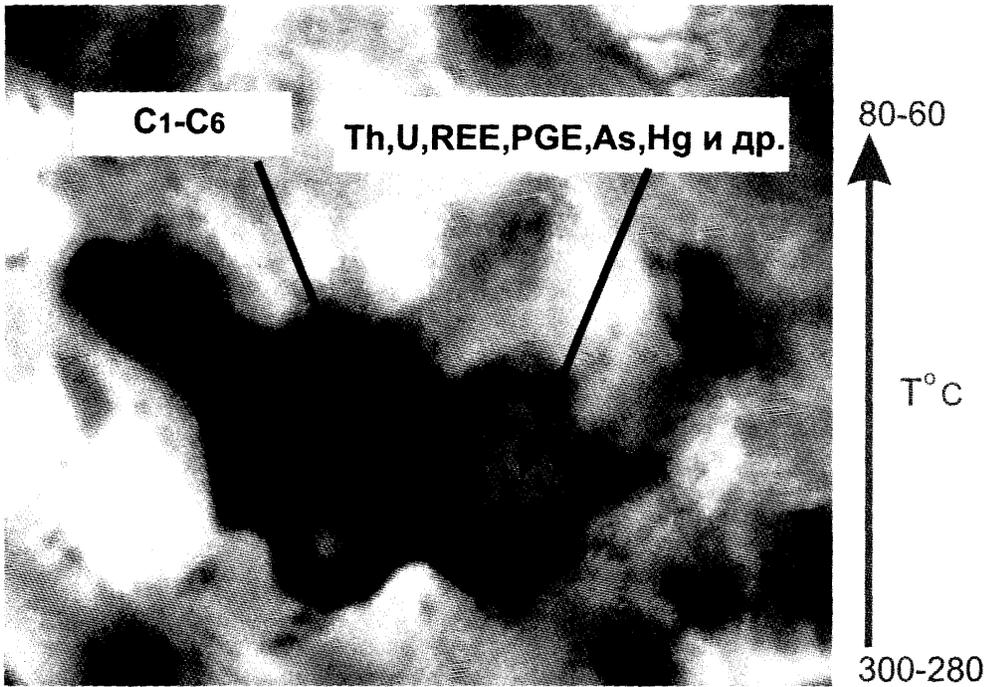
13. Соловьев В.А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. Газовые гидраты // Российский химический журнал, 2003, т. 47, №3, с. 59–69.
14. Юркова Р.М. Минеральные преобразования офиолитовых и вмещающих вулканогенно-осадочных комплексов северо-западного обрамления Тихого океана. – М.: Наука, 1991. 162 с.
15. Юркова Р.М., Воронин Б.И. Формирование нефтегазоносных бассейнов в предостроводужных палеозонах. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений – М. ГЕОС, 2002, с. 186–220.
16. Шнюков Е.Ф., Старостенко В.Н., Гожик П.Ф. и др. О газоотдаче дна Черного моря // Геологический журнал, 2001, №4, с. 7–14.
17. Шнюков Е.Ф., Леин А.Ю., Егоров В.Н. и др. Обнаружение в Черном море глубоководных карбонатных построек биогенного происхождения // Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2004, №1, p. 118–122.
18. Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M. Gas hydrates and hydrocarbon discharges of the World Ocean as a new clue to a better understanding of the processes of oil-gas accumulation. VI International Conference on a Gas in Marine Sediments. Abstracts book. St.Petersburg (Russia). September 5–9, 2000, p. 25–26.
19. Hideaki Takahashi, Joshiihiro Tsuji. Japan explores for hydrates in the Nankai Trough // Oil and Gas Journal, 2005, Sept. 5, p. 48–53.
20. Valyaev B.M. Flows and seepages of deep fluids on ocean margins: volumes, origin, significance. Ocean Margin Research Conference. Paris, September 15–17, 2003, p. 44.

ГЛУБИННЫЕ ВОССТАНОВЛЕННЫЕ ФЛЮИДНЫЕ СИСТЕМЫ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Р.П. Готтлик, Б.И. Писоцкий

Институт проблем нефти и газа РАН
lordbvc@mail.ru

Новейшие материалы по глубинному строению коры и мантии различных регионов, основанные на сейсмотомографии, МОГТ и современной обработке многоволновых сейсмических исследований, значительные успехи в изучении геодинамических и флюидодинамических процессов, использование данных из других областей знаний привели к заложению концепции полигенного нафтидогенеза. Считается, что в пределах древних платформ на фоне монотонной затухающей дегазации недр проявляются импульсы ее интенсивного проявления, обусловленные плюм-тектоническими процессами. Меняются и формы ее проявления в зависимости от геодинамического режима развития территорий. В основе концепции лежат представления о взаимодействии эндогенных восстановленных систем С-О-Н-N-S, связанных с подъемом легкого глубинного материала, с органическим веществом осадочных отложений, которое, с одной стороны, буферизирует (наряду с графитом архейско-нижнепротерозойских метаморфических комплексов) флюиды по углероду, с другой – является источником в нефти биогенных компонентов. Если полагать, что восстановленные флюиды, возникающие в процессе эволюции глубинных очагов плавления мантийного субстрата, участвуют в нефтеобразовании, то геохимические метки последних должны присутствовать в нефти, а сам процесс отражаться в геофизических полях.



Th > U

Рис. 1. Реликты восходящих восстановленных флюидов и их геохимическая характеристика

Предметом наших исследований являлись породы, рассеянные в них углеродистые вещества и нефти Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Изучение процессов дегазации в пределах депрессий земной коры опиралось на детальные петрографические исследования пород фундамента и осадочного чехла с целью выделения ряда последовательностей преобразования субстрата. В после-

дующем использовался широкий круг современных геохимических и ядерно-физических методов исследования по изучению проявлений флюидных воздействий на вмещающую залежи УВ геологическую среду. Результаты исследования кратко сводятся к следующему.

В геологических разрезах территорий, содержащих скопления нефти и конденсата, во вмещающих породах, включая кристаллические, повсеместно отмечаются следы восходящей миграции глубинных восстановленных флюидов в виде вторичных включений с газообразными и жидкими углеводородами ($T = 320-60^{\circ}\text{C}$, $P < 2$ кбар). Углеводороды газовой фазы представлены метаном и его гомологами, наряду с которыми в значительных количествах присутствует водород. Отличительной особенностью битуминозной фазы является перенос в ее составе широкого спектра микроэлементов, которые обеспечивают геохимическую специализацию нефти различных провинций (рис. 1). Состав наложенных на породы верхней коры флюидов удивительно подобен составу мантийных флюидов (по анализу первичных включений в алмазах) и идентичен геохимическим особенностям нефти [1].

Расслоение глубинных флюидов при их гетерогенизации в верхней части консолидированной коры и низах осадочного чехла приводит к выделению из состава наименее растворимых компонентов, дающих начало битуминозным веществам, класс которых определяется температурой систем на определенных уровнях геологических разрезов. В геохимическом отношении данные битумы отличаются от «классических» нафтоидов и веществ, образующихся при любых преобразованиях нефти, высокой металлонасыщенностью [2]. Так, уровень концентрирования высокозарядных элементов в керитах на четыре порядка выше, чем в асфальтенах нефти. Обратную тенденцию накопления имеют летучие халько-фильные элементы, концентрирующиеся в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти (рис. 2). Содержание и характер распределения микроэлементов в битумах и нефти допускают их перенос только в восстановительных системах, обеспечивающих совместное нахождение во флюиде элементов различных геохимических групп.

На основе термобарометрических исследований вторичных флюидных включений в минералах и геохимических особенностей нефти и углеродистых веществ, рассеянных в породах как подстилающих залежи углеводородов, так и концентрирующихся в продуктивных отложениях геологических разрезов шести нефтегазовых провинций, составлена принципиальная схема эволюции глубинных флюидных систем. В основе ее лежит система C-O-H-N-S, которая, в зависимости от источников вещества, соотношения C/H во флюидах, $f\text{O}_2$ и тектонодинамических условий миграции эволюционирует либо в сторону образования скоплений УВ, либо рудно-битумных месторождений различного профиля, либо принимает участие в формировании углеродистых метасоматитов и углеродистых формаций, аналогов, так называемых, нефтематеринских свит (рис. 3).

Хондритнормализованные спектры лантаноидов нефти резко отличаются от аналогичных спектров вмещающих пород, пластовых вод и ОВ биогенной природы. Одно из основных отличий заключается в ярко выраженной относительной положительной аномалии по европию в кривых распределения редкоземельных элементов вплоть до отклонений от правила Оддо-Харкинса, что, в частности, характерно для многих проб нефти Припятско-Днепровского грабена [3, 4].

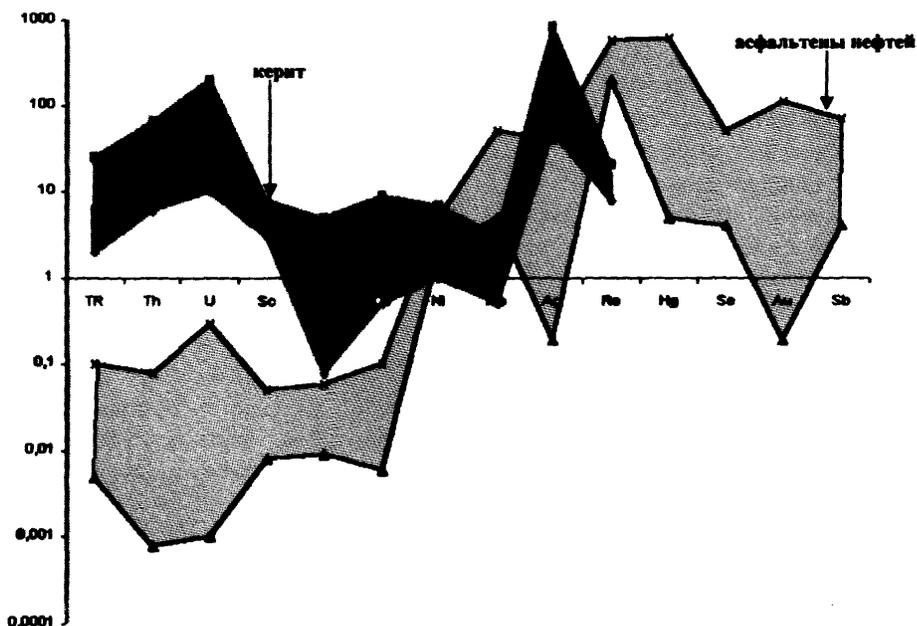


Рис. 2. Содержание микроэлементов в асфальтенах нефтей и керитах Восточно-Европейской и Сибирской платформ (нормировано по UC, Taylor, Mc Lennan, 1985)

Если в координатах Cr-Cu-Ni нефти провинций не различаются между собой, то по платинометальности выделяются иридиевый, рутениевый, родий-рутениевый и смешанный геохимические типы при значениях $Pd/Pt > 1$ [5]. Совокупность данных отображает химико-металлогеническую особенность платформенных гипербазитов, характеризующихся сходной медно-никелевой палладиевой специализацией.

Высокое содержание в нефти радиогенных свинцов, не обеспеченное количеством урана и тория, свидетельствует о заимствовании их флюидами из гранито-гнейсового основания осадочных бассейнов. Известны материалы о том, что извлечение свинца даже из урановых минералов значительно усиливается с повышением температуры и восстановленности систем. Аналогична, соответственно, и причина избытка в залежах углеводородов радиогенного гелия.

Таким образом, наличие в породах фундамента и осадочного чехла нефтеносных территорий реликтов восходящих флюидов, идентичность их микроэлементного состава составу нефти указывают на присутствие в последней эндогенной составляющей.

Вопрос распознавания источников флюидов довольно сложен, поскольку процессы массопереноса из глубин планеты к ее периферическим оболочкам протекают нелинейно, в связи с чем в пределах крупных систем одновременно может функционировать огромное число подсистем массопереноса более низких иерархических уровней, различной природы, с разным энергетическим потенциалом, отличаясь друг от друга по геохимической специализации [6]. Возможность генетической связи нефти с теми или иными источниками вещества рассмотрена с использованием радиогенных изотопов, активно применяемых в петрологии и рудной

геохимии. В настоящее время становится очевидным, что изотопия легких элементов малопригодна для крупных генетических построений и несет информацию о локальных кинетических эффектах трансформации флюидов.

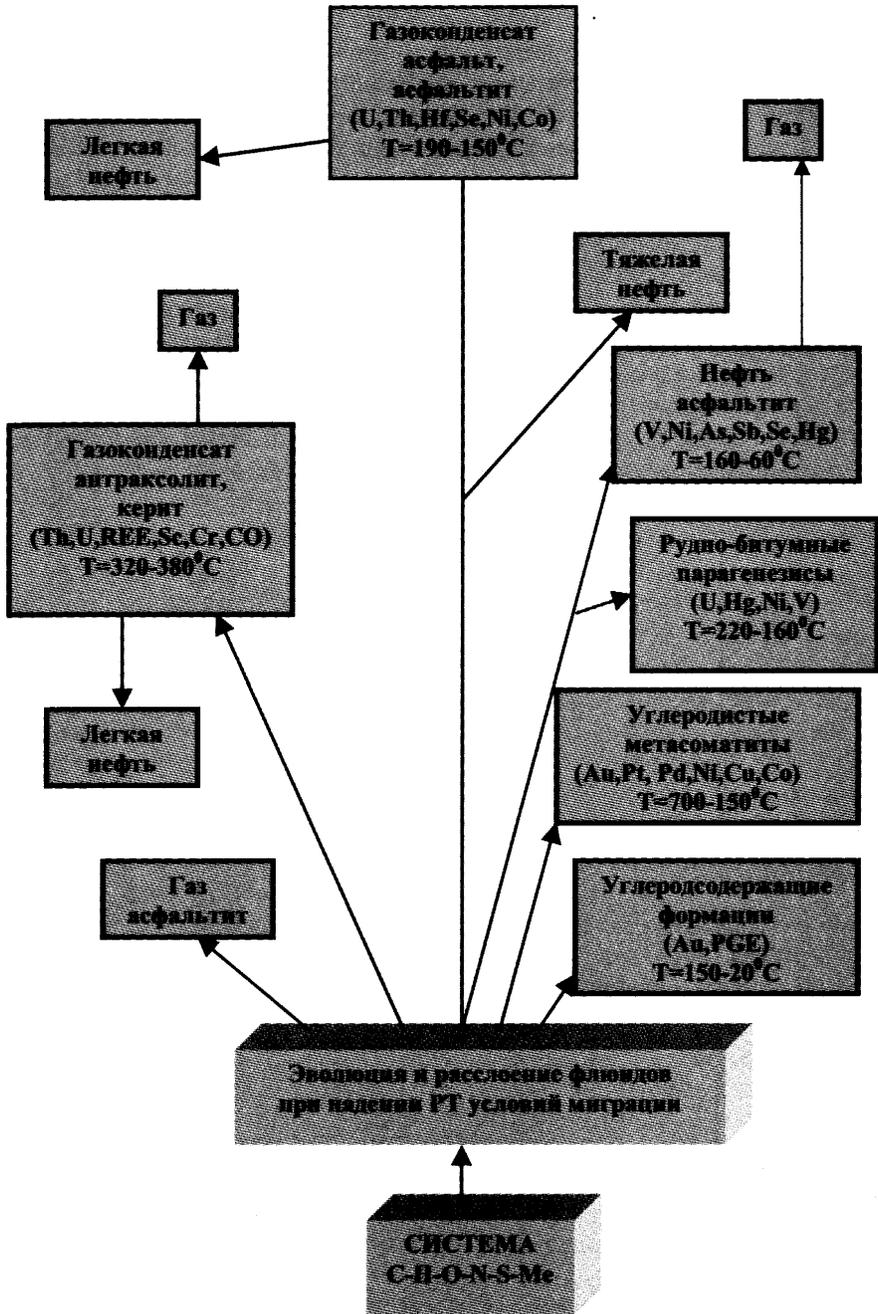
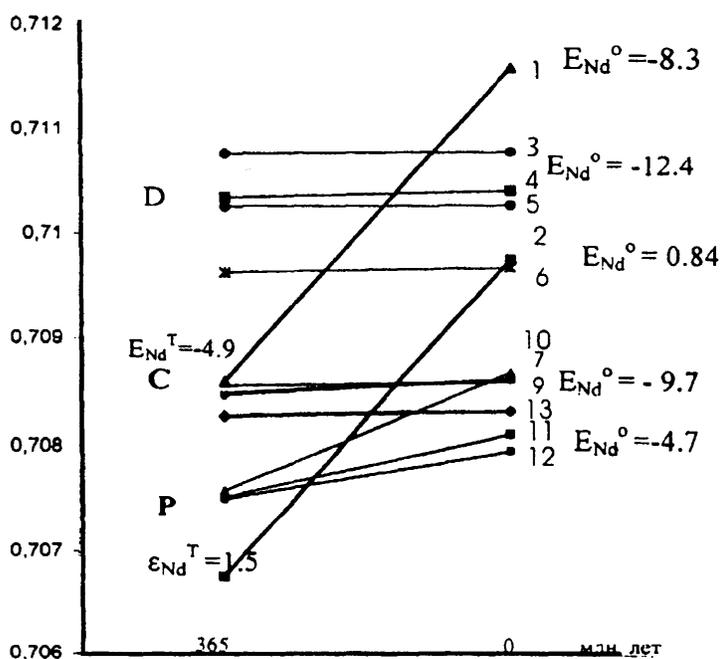


Рис. 3. Принципиальная схема эволюции глубинных флюидных систем

Анализ радиогенных изотопов в Rb-Sr систематике, выполненный для битумоидов доманиковых отложений верхнего девона, органическое вещество которых принимается за нефтематеринское для геологических разрезов Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, показал, что начальные изотопные отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в органическом веществе пород близки к морским на период 370–350 млн лет или превышают их за счет перераспределения рубидия между компонентами осадка в диагенезе. При этом отмечается положительный угол наклона вектора эволюции. Изотопный состав нефти этих провинций существенно отличается от пластовых вод девонского возраста и органического вещества пород. Линии эволюции изотопного состава стронция в ней параллельны «оси времени», несмотря на разницу в Rb/Sr отношениях, что свидетельствует об относительно молодом возрасте заполнения коллекторов [7, 8]. Последнее позволяет не рассматривать соотношения между изотопами неодима в нефти применительно к отдаленному прошлому. Следует отметить один немаловажный факт. В одной из проб битумоида из доманика Миннибаевской площади Южно-Татарского свода отмечены относительно низкие, по сравнению с составом вод девонского времени, отношения между изотопами стронция. Современные значения параметра ϵ_{Nd}^0 для данной пробы составили 0,84, а в пересчете на 365 млн лет – 1,5, что свидетельствует об участии эндогенных эманаций в формировании отдельных горизонтов рассматриваемой толщи (рис. 4).



Условные обозначения: 1–2 битумоиды, 3–12 нефти из отложений: 3–6 девона, 7–9 карбона, 10–12 перми, 13 тонкозернистый известняк верхнего девона

Рис. 4. Значения параметра эpsilon неодим и линии эволюции изотопного состава стронция воды, битуминозного вещества и нефтей ЮТС от верхнего девона до настоящего времени

Полученные экспериментальные данные по изотопии неодима и стронция нафтидов различных регионов показали, что большинство точек на диаграмме $\epsilon Nd^0 - {}^{87}Sr/{}^{86}Sr$ попадает в область значений, характерных для обогащенных резервуаров типа EM-2 или EM-1. На формирование подобных областей существуют несколько точек зрения. Согласно одной из них различные обогащенные резервуары и аномалии – есть результат корового рециклинга. Последний часто привлекается в геодинамических моделях нефтеобразования, развиваемых Сорохтиным О.Г., Ушаковым С.А., Гавриловым В.П. и др. Однако предположения об универсальности рециклинга, как причины изотопных вариаций различных элементов в мантийных породах, сталкиваются с серьезными проблемами при совместном анализе изотопных и геохимических данных [9]. Согласно материалам, опубликованным в этой работе широкие вариации изотопных отношений Nd, Hf, Sr связаны с процессами внутримантийной дифференциации, перераспределением глубинного вещества магматическими процессами. Компоненты типа EM могли возникнуть в результате плавления древних пород с низкими Sm/Nd отношениями, что характерно для щелочных базальтоидов (EM-1) и толеитов обогащенного или переходного типа (EM-2). Источники отличаются несколько более высокими величинами Rb/Sr и Sm/Nd отношений.

Таким образом, изотопная гетерогенность магматических пород мантийного происхождения отражает длительную эволюцию глубинного вещества. Вариации радиогенных изотопных отношений могут быть объяснены при допущении, что возникшие в мантии расплавы не всегда быстро и полностью выносились в кору, а могли надолго задерживаться в мантии в виде интрузивных пород и затем вновь вовлекаться в процессы плавления. В обмене веществом могут также участвовать разновозрастные зоны мантийного метасоматоза.

К настоящему времени имеются данные о взаимосвязи геофизических характеристик коры и литосферной мантии, что интерпретируется как следствие неоднократных процессов взаимодействия различных оболочек, когда формирование коры сопровождается вовлечением «в работу» более глубоких уровней верхней мантии. Со временем граница «консолидированной» литосферы смещается вниз, фиксируя одновременно и возрастающую вещественную и хронологическую неоднородность литосферы.

Как в пределах кратонов, так и в складчатых областях кора и мантия петрологически и хронологически преобразуются взаимосвязанно, взаимообусловленно. Неоднородности состава и строения одной отражены в неоднородностях другой. Эта совокупность признаков имеет глубинный характер.

Изотопные соотношения коры и верхней мантии, рассмотренные в [10] на примере стронций-неодимовых характеристик, демонстрируют изотопное соответствие нижней и верхней коры континентов с определенными мантийными компонентами смешения в покровных базальтах, формирующихся на относительно небольших уровнях мантии. Анализ размещения полей глубинных ксенолитов из щелочных базальтов и кимберлитов выявил отчетливые тенденции расщепления мантийного тренда DM на два, соответствующие трендам обогащенной мантии. В аналогичных координатах неодим-стронциевых изотопных характеристик показаны и поля значений, свойственные кимберлитам и лампроитам. Тренды изотопной эволюции данных ультраосновных-щелочных пород вновь отражают присутствие в области их генерации компонентов EM-1 и EM-2, каждый из которых, в свою

очередь, соответствует определенным компонентам коры континентов. Все это позволяет предполагать, что изотопное и петрологическое соответствие коры и мантии прослеживается в область до глубин около 660 км.

Как указывалось выше, наличие в нефти эндогенной составляющей, относительная молодость заполнения коллекторов предопределяют обмен веществом между различными оболочками (резервуарами) Земли. Такой обмен может осуществляться только плюмами различных размеров при адвективном массопереносе. В связи с этим, полученные нами данные по изотопии нефтей и битумов рассмотрены по отношению к изотопным характеристикам современных плюмов и мезозойских базальтов [11] (рис. 5). По соотношению изотопов неодима битумы из кимберлитовых трубок «Айхал» и «Удачная» имеют положительные значения ϵNd^T и попадают, соответственно, в область развития кимберлитов первого типа [12]. Однако, значения отношений в них $^{87}Sr/^{86}Sr$ существенно выше, чем в одноименном резервуаре, что может свидетельствовать о заимствовании радиогенного стронция из пластовых вод кембрийского возраста. Аналогичная картина получена и в отношении битумов Джунгарского бассейна, тесно ассоциирующих с базальтами (данные Ю.Д. Пушкарева, отмечено крестиками). Попадая по значениям $^{143}Nd/^{144}Nd$ в область MORB, битумы явно обогащены радиогенным стронцием. Изотопные же характеристики нефтяных «ложатся» в поля развития лампроитов, кимберлитов Южной Африки, Западной Гренландии и резервуара EM-1. В связи с тем, что в некоторых изученных пробах отсутствуют признаки присутствия воды (нефть Белого Тигра, битумы из гранито-гнейсового фундамента нефтеносных территорий), следует полагать, что в данном случае могла иметь место контаминация восходящих восстановленных флюидов изотопом ^{87}Sr из Rb (K) – содержащих минералов кристаллического основания при температурах выше 400°C, при которых возможны нарушения в Rb-Sr систематике. Исходя из сказанного, точки изотопных составов части нефтяных образцов могут попадать в область EM-1.

Совокупность полученных материалов позволяет предложить некоторую предварительную схему эволюции глубинных флюидных систем в пределах нефтегазоносных бассейнов, пульсационность (стадийность) их поступления в осадочные породные комплексы.

Известно, что эндогенная активизация территорий, сопровождавшаяся внедрением расплавов, нарушала реологию литосферы и приводила к нескольким следствиям. Во-первых, она являлась основой заложения самих осадочных бассейнов, полностью изменяя структуру земной коры, во-вторых, в случае однажды образовавшейся тепловой аномалии в верхней мантии, сохраняющейся около 80–100 млн лет [13], формировала «ловушку» для последующих инъекций материала при адвективных процессах с участием малых плюмов или флюидов на новом этапе активизации. Последнее обстоятельство предопределяет возможность обмена веществом между оболочками Земли и на более поздних стадиях развития регионов.

Согласно [14] процессы формирования прогибов, связанные с развитием глубинного магматизма, приводили к одновременному выщелачиванию ее гранитного слоя восходящими из гипербазитовых магм трансмагматическими флюидами, агрессивными по отношению к сиалическим породам. Осадконакопление часто начинается с образования пирокластике, обусловленной взрывным поступлением в формирующиеся депрессии воды и углекислоты. Подобный флюидный режим сохраняется и на протяжении формирования нижних покровов толеитовых базальтов

или внедрении дайковых серий, за которыми следует длительный перерыв в вулканизме и образовании осадочных отложений.

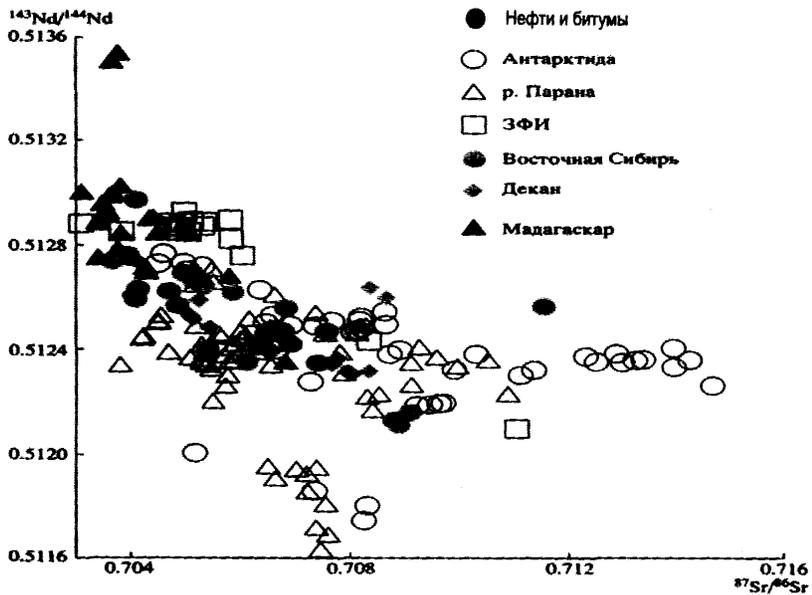
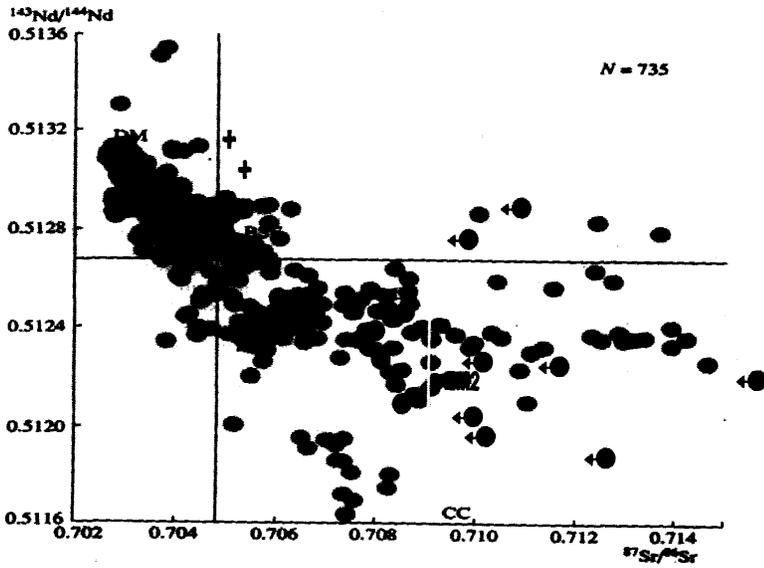


Рис. 5. Идентификация современных мантийных плюмов, мезозойских базальтов, битумов и нефтей по изотопным данным

Выплавление базальтоидных магм из перидотитового субстрата приводило к истощению мантии по Si, Al, K, Na и некогерентным элементам. Совокупность данных позволяет сделать вывод, что после воздействия плюмов через несколько десятков миллионов лет из мантии в кору начинали поступать восстановленные флюидные системы, слабо взаимодействующие с мантийными породами, истощенными предыдущими процессами. Но их активность резко возрастает в земной коре в связи с недосыщенностью Si, Al, и щелочами. Одним из следствий этого процесса будет отложение в водной среде SiO_2 и Al_2O_3 с образованием глинисто-карбонатно-кремнистых хомогенных отложений [15], обогащенных органическим веществом преимущественно биогенного происхождения. В данных толщах выделяются горизонты со значительным накоплением Co, Cr, Au, Ba, Mo, V, Ni, Pt и др. металлов, характерных для пород основного и ультраосновного состава. Учитывая, что подобные толщи занимают огромные пространства, очевидно, что процесс имел масштабный характер. Привнос элементов халькофильной и, в меньшей степени, литофильной групп, а также кремния и алюминия, при отсутствии других петрогенных элементов, указывает на сухость восстановленных систем.

В последующем дегазация магматических очагов прекращается, а дальнейшая эволюция глубинных процессов в пределах тепловой ловушки приводит, как показывает анализ магматических образований ряда осадочных бассейнов, к развитию щелочного уклона магматизма и, соответственно, к радикальному изменению реакций трансформации флюидных компонентов, способствующих зарождению восстановленных нефтеобразующих систем. Последние следует рассматривать как изначально многокомпонентные высокоэнталийные восстановленные системы C-H-O-N-S-Me, проникающие в верхние горизонты коры и, как за счет реакций между газовыми компонентами, так и поликонденсационно-полимеризационных процессов на природных катализаторах способные приводить к формированию углеводородных скоплений.

Надо полагать, что неоднократная декомпрессия глубинных очагов как бы подготавливает (восстанавливает) вмещающий субстрат для беспрепятственной миграции новых порций флюидов без их окисления. Кроме того, наличие радиоактивных элементов в последних способствует образованию своеобразной электронной среды, в которой происходит движение газов, за счет захвата электронов, возникающих при воздействии альфа-частиц на минеральную матрицу.

Таким образом, динамикой глубинных процессов, величиной $f\text{O}_2$ в тех или иных областях верхней мантии, физико-химическими особенностями концентрирования газовых компонентов, характером декомпрессии очагов, в которых $P_{\text{фл}} > P_{\text{об}}$, и особенностью реакции диспропорционирования, в конечном счете, и будет определяться геохимический облик флюидных систем верхних горизонтов литосферы. Здесь пути движения флюидов определяются уже тектоническими силами – производными гравитационной неустойчивости субстрата. Насыщая отдельные трещиноватые блоки и перераспределяясь по зонам разрывных нарушений, они сравнительно быстро поднимаются до определенных горизонтов, где и происходит их локализация.

Литература

1. Писоцкий Б.И., Готтих Р.П. Мантийно-коровые флюиды в нефтегазоносных бассейнах древних платформ / Мат. Всерос. симпозиума «Флюидные потоки в земной коре и мантии» Москва, 2002, с. 162–169.

2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Лантаноиды, актиноиды и минеральные ассоциации в битумах Сибирской платформы // ДАН РФ, 2005, т. 404, №6.
3. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Спиридонов А.И. и др. Металлогенические особенности жидких и твердых углеродистых веществ в отложениях ДДВ // ДАН СССР, 1990, т. 312, №6, с. 1445–1450.
4. Винокуров С.Ф., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Комплексный анализ распределения лантаноидов в асфальтенах, водах и породах для выяснения условий образования нефтяных месторождений // ДАН РФ, 2000, т. 370, №1, с. 183–186.
5. Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Готтих Р.П. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // ДАН РФ, 2004, т. 398, №6, с. 295–799.
6. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений, 2001, т. 43, №4, с. 291–307.
7. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности пород битумов и нефтей некоторых нефтегазоносных провинций: изотопные соотношения Nd и Sr // ДАН РФ, 2000, т. 375, №1, с. 85–88.
8. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалеев Д.К. и др. Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его спателлитов // Отечественная геология, 2005, №3, с. 3–11.
9. Костицын Ю.А. Причины изотопной Nd-Sr-Hf-Pb гетерогенности мантии: рециклинг или дифференциация? // Мат. сов. «Тектоника и геодинамика континентальной литосферы». М.: ГЕОС, 2003, с. 299–301.
10. Блюман Б.А. Изотопные характеристики корово-мантийных неоднородностей, время и глубина их формирования // Геохимия, 2001, №5, с. 567–572.
11. Грачев А.Ф. Идентификация мантийных плюмов на основе изучения вещественного состава вулканитов и их изотопно-геохимических характеристик // Петрология, 2003, т. 11, №6, с. 618–654.
12. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. и др. Изотопный состав стронция и неодиима углеродистых веществ Сибирской платформы // ДАН РФ, 1996, т. 348, №3, с. 380–382.
13. Артюшков Е.В. Геодинамика. М., Наука, 1979, 327 с.
14. Маракушев А.А., В сб. «Проблемы глобальной геодинамики». М.: ОГГГН РАН, 2003, с. 214–228.
15. Летников Ф.А. Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов // ДАН РФ, 2005, т.401, №2, с. 205–207.

РТУТЬ КАК ИНДИКАТОР УЧАСТИЯ МАНТИЙНЫХ ФЛЮИДОВ В ФОРМИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ)

Н.А. Озерова¹, Н.Р. Машьянов³, В.В. Рыжов³, Ю.И. Пиковский²

¹ Институт геологии рудных месторождений, петрографии,
минералогии и геохимии РАН

² Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова
baban@igem.ru

³ Санкт-Петербургский государственный университет

Введение

Основным заключением многолетних исследований по геохимии ртути является концепция ртутной дегазации Земли («ртутное дыхание»), когда ртуть в потоке флюидов поступает из мантии Земли по зонам глубинных разломов и участвует в

формировании рудных, газовых и газонефтяных месторождений [9, 11]. Ртуть, таким образом, следует рассматривать как индикатор участия ртутьсодержащих мантийных флюидов в формировании различных месторождений, в том числе газовых и газонефтяных. Все это позволило выделять ртуторудные пояса нового типа – по ртутьсодержащим месторождениям разного состава: рудным и газонефтяным. К такому типу рудных поясов относится выделенный нами рудный пояс линеамента Карпинского [10, 13]. Выделение этой структуры как ртутоносной оказалось весьма плодотворным и позволило спрогнозировать повышенную ртутоносность в ряде газовых месторождений. Наиболее перспективны в этом плане месторождения, приуроченные к проницаемым участкам земной коры – узлам пересечения активизированных продольных и поперечных зон разломов мантийного заложения.

Впервые такой прогноз был осуществлен для газоконденсатных месторождений Опошня в Днепровско-Донецкой впадине [12], а позднее для Астраханского – в Прикаспийской впадине [16] (рис. 1). Прогноз стал возможным при широком использовании геологических и геофизических материалов, позволяющих судить о глубине заложения тектонических структур, контролирурующих размещение газовых месторождений, и о связи этих структур с мантией Земли, а также об активизации их при формировании месторождений. При проведении исследований в районе Астраханского месторождения мы пришли к выводу, что ряд других месторождений в Прикаспийской впадине, в том числе Оренбургское и Карачаганакское, могут также быть ртутоносными. На это указывают их геологическая позиция и тектоническая активность региона.

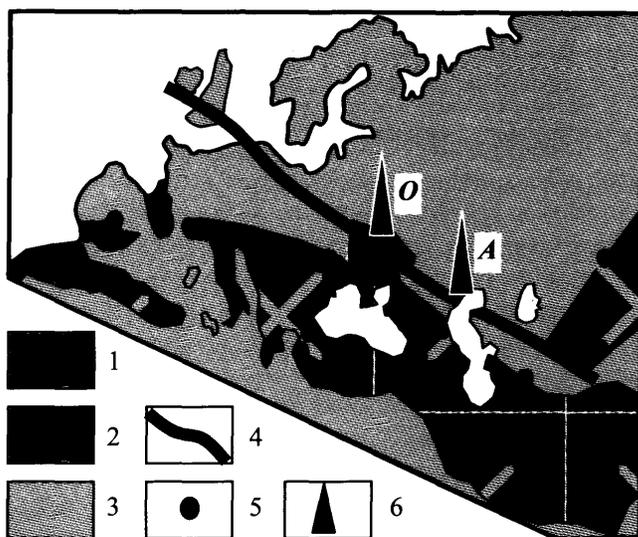


Рис. 1. Линеамент Карпинского и положение в его пределах спрогнозированных ртутьсодержащих газовых месторождений – Опошнянского и Астраханского

1–3 – области: 1 – альпийской складчатости (Средиземноморский пояс), 2 – мезокайнозойский активизации и сводово-глыбовых поднятий (в т.ч. Центрально-Азиатский пояс), 3 – палеозойской складчатости и древние платформы; 4 – линеамент Карпинского; 5 – ртутные месторождения; 6 – ртутьсодержащие газовые месторождения (О – Опошня, А – Астраханское)

Исследования финансировались из различных источников, в том числе по проекту №3 «Глубинные восстановленные флюидные системы в пределах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции» в рамках Программы фундаментальных исследований №1 по Отделению Наук о Земле РАН на 2004 г. «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развитие нефтегазового комплекса России, в т.ч. на шельфе России».

Методы анализа ртути в углеводородном сырье и сере

На первом этапе наших исследований по ртутоносности газонефтяных месторождений в ИГЕМ РАН развивались химические методы анализа на ртуть. Для определения ртути в газах последние прокачивались через барбатер с известным поглотителем ртути – раствором йода в йодистом калии со скоростью 40–60 л/час. Объем прокачиваемого воздуха исчислялся сотнями литров до кубометра и более. Ртуть определялась турбоколориметрически с помощью реактива Полежаева [14].

В последние годы в Санкт-Петербургском университете был разработан атомно-абсорбционный метод определения ртути и сконструирован специальный атомно-абсорбционный спектрометр РГА-915 [7, 17]. Он имеет достаточно хорошую селективность; ослабление резонансного излучения за счет неселективного поглощения до 5% не приводит к появлению паразитного сигнала. Впоследствии с помощью этого метода нами анализировались все углеводородные газы. Измерения проводились непосредственно в токе газа, проходящего через кювету в атмосферу. При анализе проб со сложной матрицей (сероводород, тяжелые углеводороды, меркаптаны) величина неселективного поглощения может превысить допустимый уровень. В общем виде для снижения величины неселективного поглощения использовался двухсекционный атомизатор: в первой секции проба испаряется, и соединения ртути частично диссоциируют, а во второй секции все соединения ртути полностью диссоциируют, и происходит сжигание углеводородной матрицы. Предел обнаружения ртути в воздухе – 1 нг/л, а в природных газах в зависимости от их состава и мешающих примесей он в той или иной степени меняется.

Определение ртути в сере – промпродукте при переработке углеводородного сырья представляло сложную задачу, так как при определении ртути в самородной сере нельзя применять методы, основанные на летучести ртути при прокаливании, поскольку одновременно с ртутью возгоняется и сера, что мешает в дальнейшем растворению и калориметрированию ртути. Применение так называемых мокрых методов, основанных на растворении одновременно ртути и серы с помощью кислот и окислителей, также нецелесообразно, так как происходят значительные потери ртути. После ряда поисков был избран такой путь: серу связывают железом, получают сернистое железо (FeS), а затем уже отгоняют ртуть в специальных стеклянных трубках (типа трубок Пенфильда) и далее определяют ее колориметрическим методом – с помощью реактива Полежаева [14].

Краткая геолого-геофизическая характеристика изученных газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины

Мы не ставили себе задачу дать полную характеристику изучаемых месторождений. Приведем лишь краткие сведения и проиллюстрируем их тектонически-

ми схемами и сейсмологическими разрезами. Более детальные сведения по месторождениям, которые мы использовали, изложены в работах [1–6, 8, 15].

Астраханское месторождение. Оно расположено в верхней части Астраханского свода. Последний приурочен к одной из наиболее активных тектонических зон Прикаспийской впадины (рис. 2, 3). Астраханский свод представляет собой блок земной коры, ограниченный глубинными разломами и разбитый на более мелкие блоки. На юге Астраханский свод и соответствующий выступ фундамента граничат по глубинному разлому с Каракульской ступенью. Этот разлом представляет собой краевой глубинный разлом Прикаспийской впадины, входящий в систему линеамента Карпинского. Астраханский свод разбит, кроме того, крупным поперечным нарушением – Ахтубинским глубинным разломом, прослеживающимся вдоль русла р. Волга. Граничные продольные разломы и поперечное нарушение Астраханского свода сохраняли тектоническую активность в течение всей геологической истории.

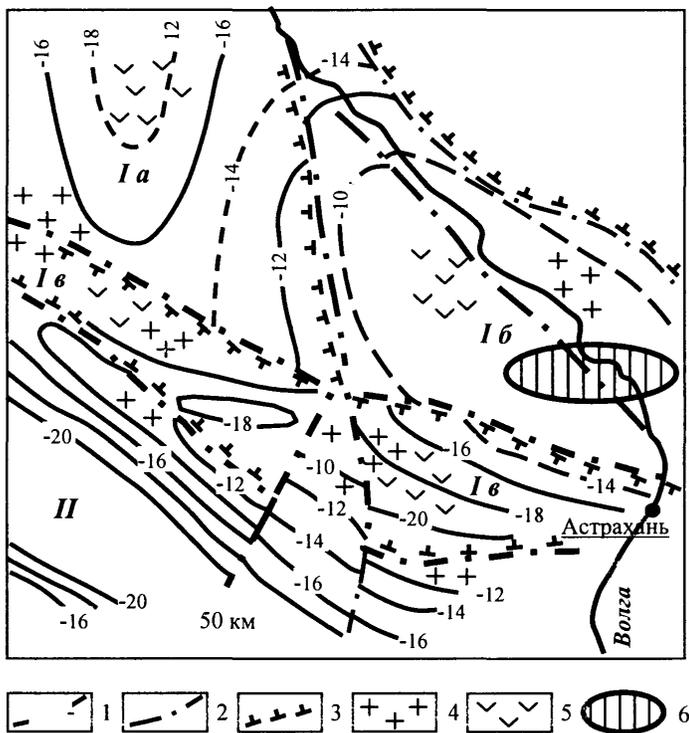


Рис. 2. Положение Астраханского месторождения в тектонической структуре кристаллического фундамента Калмыцко-Астраханского Прикаспия – по [3]

1 – изогипсы поверхности фундамента, км; 2 – крупные разломы по поверхности фундамента; 3 – границы основных структурных элементов: 1 а – Сарпинский прогиб; 1 б – Астраханский выступ; 1 в – Каракульская тектоническая ступень – северный борт линеамента Карпинского; II – Большедонбасский прогиб, 4 – участки предполагаемого развития «гранитного» слоя; 5 – то же «базальтового» слоя; 6 – положение Астраханского месторождения в вышележащей структуре Астраханского свода

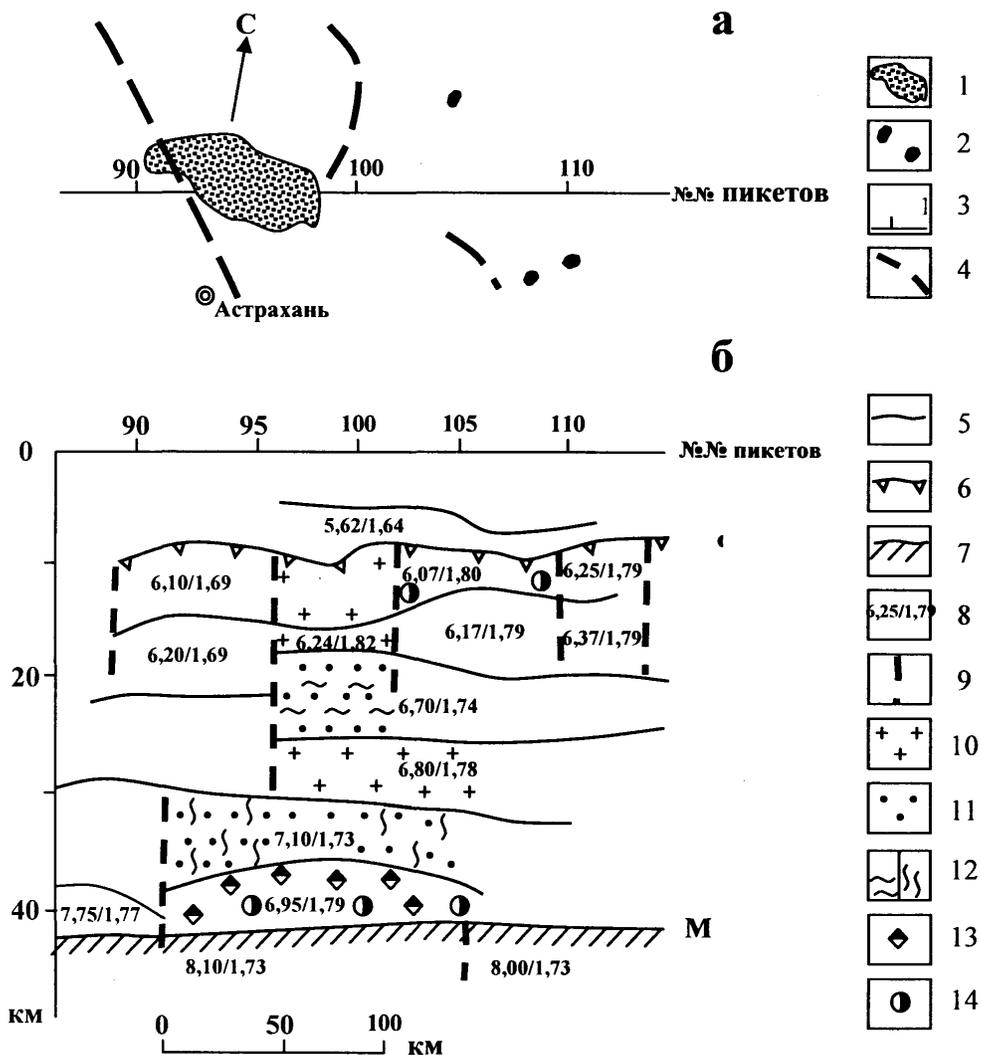


Рис. 3. Глубинное строение района Астраханского месторождения (по Н.К. Булину и А.В. Егоркину, 2000)

а – схема положения центрального фрагмента геотранверса МГСП г. Краснодар – р. Эмба; б – сейсмический разрез земной коры в районе Астраханского месторождения

а. 1 – Астраханское месторождение; 2 – нефтяные проявления; 3 – линия геотранверса и номера пикетов; 4 – элементы линейных кольцевых и дуговых структур по данным дешифрирования космических снимков; б. 5–7 – сейсмические границы: 5 – рядовые, 6 – поверхность «сейсмического фундамента» (Ф), 7 – граница Мохоровичича (М); 8 – средне-пластовая скорость продольных сейсмических волн V_p , км/с – в числителе и параметр V_p/V_s – в знаменателе (V_s – скорость поперечных сейсмических волн); 9 – условные границы доменов, различающихся по скоростным характеристикам (скоростные контакты); 10 – зоны с повышенными значениями V_p/V_s ; 11 – зоны с пониженными значениями V_p/V_s ; 12 – зоны с повышенной скоростью V_s : а – выделяемые в радиальном направлении, б – по латерали; 13 – зоны пониженной скорости сейсмических волн, выделяемые в радиальном направлении; 14 – зоны пониженной скорости V_s , выделяемые по латерали

Особенности глубинного строения зоны сочленения линеамента Карпинского с Астраханским сводом, где расположено одноименное месторождение, позволяют с достаточным основанием полагать, что его формирование было тесно связано с мантийными процессами. В расслоенной в этом районе верхней мантии горизонты пониженных скоростей могут отвечать флюидонасыщенным зонам. Они соответственно могут являться источником эманаций, которые в периоды активизации глубинных разломов поступали в осадочную оболочку земной коры.

Важная особенность тектонического положения Астраханского месторождения заключается в его тесной связи со структурами линеамента Карпинского – крупного трансрегионального ртутородного пояса.

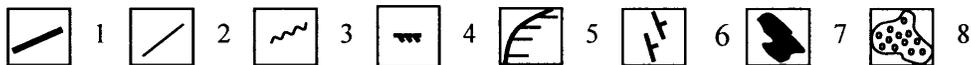


Рис. 4. Схематическая карта разломов востока Восточно-Европейской платформы – по [15]

1, 2, 3 – гравитационные ступени различной интенсивности, отображавшие разломы; 4 – субширотные разломы, контролирующие группу месторождений вдоль регионального глубинного разлома, выделенного по геофизическим данным; 5 – территории с высокими граничными скоростями сейсмических волн (предположительного развития трапового магматизма); 6 – восточная граница Предуралья; 7 – нефтяные месторождения; 8 – газоконденсатные месторождения (1 – Оренбургское, 2 – Карачаганакское)

Оренбургское и Карачаганакское месторождения расположены в области сочленения Волго-Уральской антеклизы, Предуральского краевого прогиба и Прикаспийской впадины в зоне крупного Волгоградско-Оренбургского субширотного глубинного разлома, ограничивающего Прикаспийскую впадину (рис. 4). Восточный участок разлома в районе месторождений представляет собой область бортового уступа, разделяющего внешнюю и внутреннюю части

прибортовых моноклиналей. Он получил название Красновско-Токаревского нарушения [15]. На всем протяжении Красновско-Токаревское нарушение ограничивает области распространения пологих платформенных поднятий на севере и соляных куполов на юге. В целом вся зона, где расположены оба месторождения, представляет единый крупнейший дизъюнктивный узел. В восточной его части Красновско-Токаревское глубинное нарушение пересекается с глубинным разломом, простирающимся по западному краю Предуральяского краевого прогиба. Здесь расположена восточная часть Оренбургского месторождения. На западе развита система диагональных нарушений фундамента, проявленная в осадочном комплексе зоной подсолевых поднятий. В зоне пересечения этих поднятий с Красновско-Токаревским нарушением находится Карачаганакское месторождение.

Глубинное строение земной коры в районе месторождений коррелируется со строением верхней части мантии. По данным Н.К. Булина и А.В. Егоркина [5], Карачаганакское углеводородное скопление приурочено к зоне контакта разнородных блоков литосферы – Прикаспийского с пониженной скоростью продольных волн и Волго-Уральского с повышенной скоростью. Этот контакт совпадает с коровым скоростным контактом и может отражать канал глубинной миграции флюидов. По мнению исследователей [5], под всеми крупными углеводородными скоплениями Прикаспия, изученными МГСП, зафиксированы те или иные аномальные верхнемантийные сейсмические метки: так, под Астраханским сводом – область пониженных скоростей ($V_p = 8,0-8,12$ км/сек, $V_p/V_s = 1,68-1,70$) в самых верхах верхней мантии (50–60 км) и под Карачаганакским месторождением – зона повышенных скоростей на глубине 130–210 км и пониженных скоростей на глубине 230–250 км.

Аналитические данные

Газоконденсатные смеси напрямую мы анализировать не могли, поэтому ртуть определялась отдельно по продуктам сепарации: соответственно в газе, конденсате и сере.

Астраханское месторождение. Газ исследовался по 8-ми скважинам (12 определений). Весьма высокие содержания в газе сероводорода (более 20% об.) и меркаптанов существенно осложняли анализ ртути и отражались на самочувствии исследователей; в ряде случаев приходилось работать в противогазах. Пределы содержаний ртути в газах из скважин – $(0,3-2,5) \cdot 10^{-6}$ г/м³, среднее – $1 \cdot 10^{-6}$ г/м³. Содержание ртути в газе сепарации на Астраханском газоперерабатывающем заводе изменялось от 0,3 до $3,5 \cdot 10^{-6}$ г/м³; среднее – $1,4 \cdot 10^{-6}$ г/м³, близкое таковому в газе из скважин. Причины колебаний содержаний ртути (почти в 10 раз) могут быть природными и техногенными. Конденсат является основным концентратором ртути. Наиболее высокое содержание ртути установлено в нестабильном конденсате пластовой смеси – 0,47 мг/кг; в стабильном конденсате оно равно 0,106–0,386 мг/кг (по разным блокам). Сера в большинстве проб (в 16 из 19) сохраняет ртуть даже после плавления при 500°C; ее содержания превышают кларк (0,045 мг/кг) в 1,7–2 и даже 4 раза. Все результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Сводная таблица содержаний ртути в газоконденсатной смеси
на Астраханском месторождении и в продуктах ее переработки
на Астраханском газоперерабатывающем заводе**

Пробы	Число проб	Содержание ртути	
		единицы измерения	пределы и среднее
Скважины			
Газ	8	10^{-6} г/м ³	0,3–2,5; среднее – 1,0
Пластовая газоконденсатная смесь		10^{-6} г/м ³	54*
Астраханский газоперерабатывающий завод			
Сырой газ сепарации	3	-»-	0,3–3,5; среднее – 1,4
Нестабильный конденсат	1	мг/кг	0,47
Стабильный конденсат	3	-»-	0,106–0,386; среднее – 0,279
Сера	19	10^{-6} %	1–18; среднее – 6,0

* Цифра – расчетная, т.к. мы анализируем отдельно ртуть в газе и конденсате, и потом, зная количество конденсата в куб. м газа, оцениваем общее содержание ртути в газоконденсатной смеси.

Оренбургское месторождение. Газ месторождения исследовался по 46 скважинам (36 определений). Пределы содержания ртути в газах – $(<0,1-3,2) \cdot 10^{-6}$ г/м³, преобладающие значения – $(1-2) \cdot 10^{-6}$ г/м³; среднее – $1,5 \cdot 10^{-6}$ г/м³. Содержания ртути в газе сепарации на Оренбургском газоперерабатывающем заводе близки таковым в газе из скважин: $(1,3-2,2) \cdot 10^{-6}$ г/м³; среднее – $1,9 \cdot 10^{-6}$ г/м³. В конденсате зафиксировано 0,75 мг/кг ртути. Сера имеет содержания ртути $(5-18) \cdot 10^{-6}$ %, среднее – $9 \cdot 10^{-6}$ %, в 2 раза превышающее ее кларк. Результаты всех определений представлены в сводной табл. 2.

Таблица 2

**Сводная таблица содержаний ртути в газоконденсатной смеси
Оренбургского месторождения и в продуктах ее переработки на
Оренбургском газоперерабатывающем заводе**

Пробы	Число проб	Содержание ртути	
		единицы измерения	пределы и среднее
Скважины			
Газ месторождения	36	10^{-6} г/м ³	<0,1-3,12; среднее – 1,5
Пластовая газоконденсатная смесь		-»-	8*
Оренбургский газоперерабатывающий завод			
Конденсат	1	мкг/кг	75
Сера	4	10^{-6} %	5-18; среднее – 9,0

* Расчетная цифра

Валовое содержание ртути в пластовой газоконденсатной смеси, исходя из содержания конденсата в смеси и концентрации ртути в конденсате, оценено в $8 \cdot 10^{-6}$ г/м³.

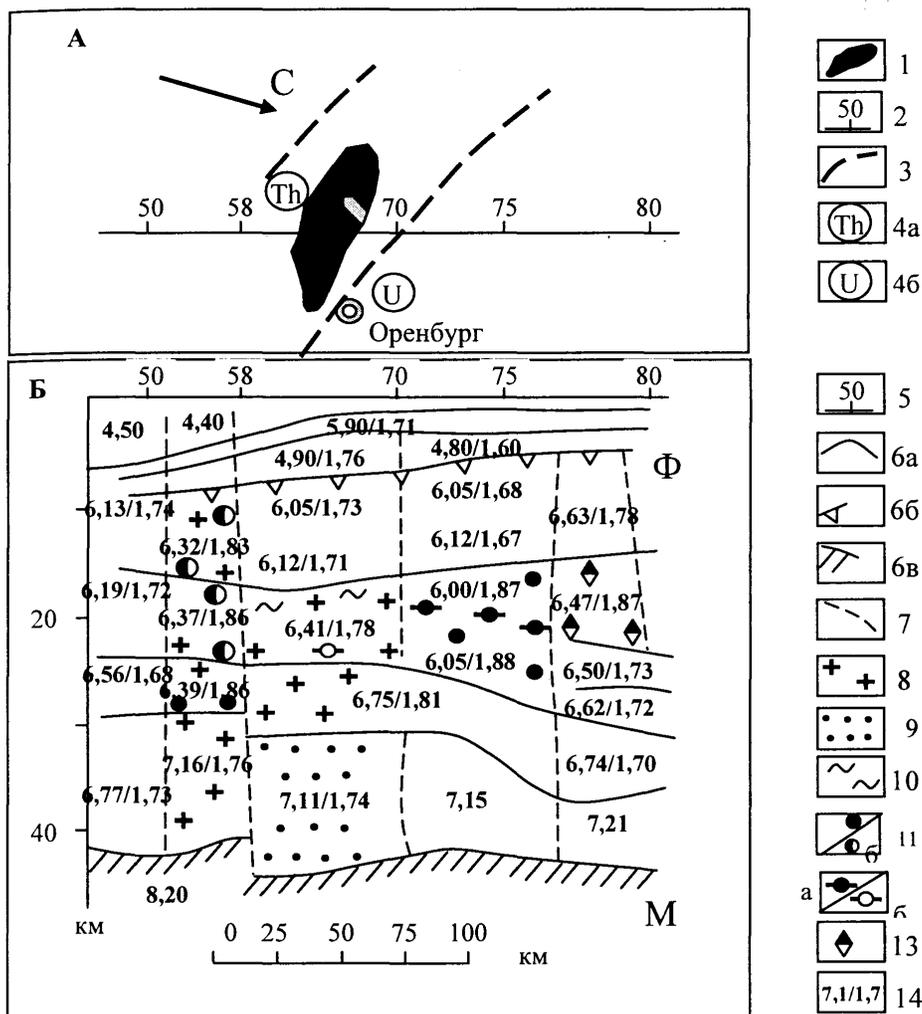
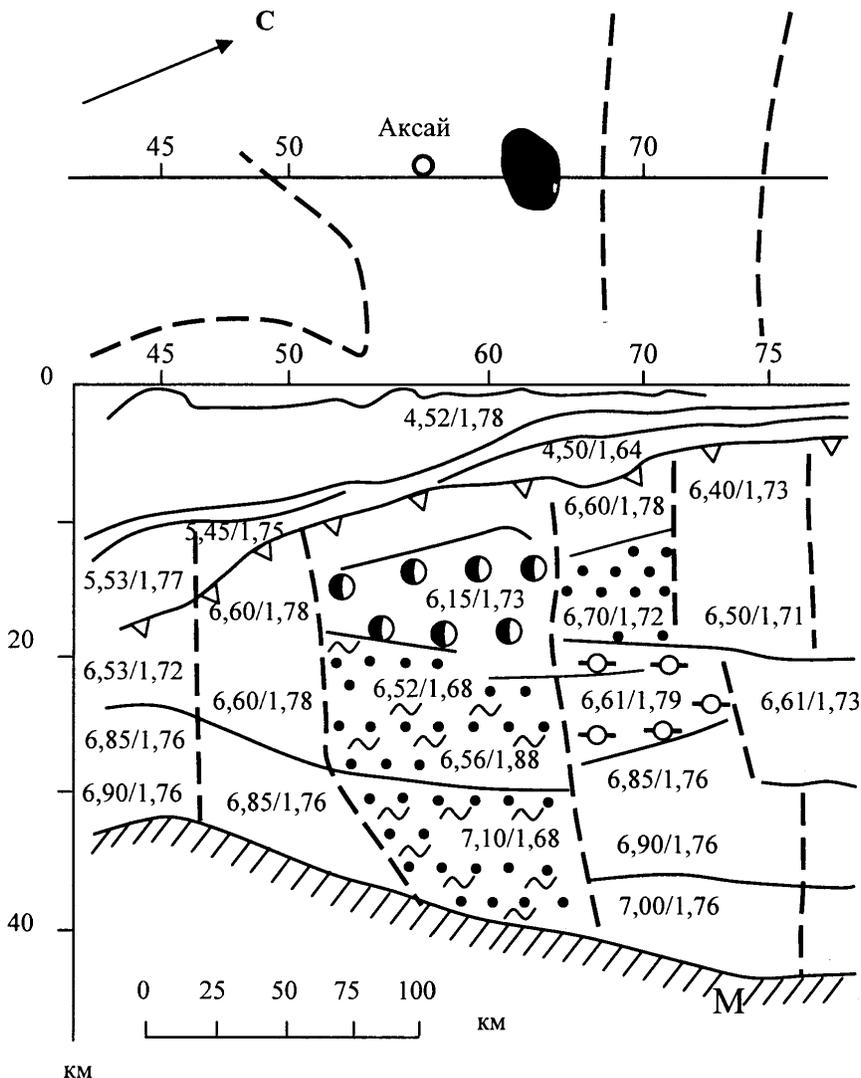


Рис. 5. Сейсмический разрез земной коры в районе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения – по [5]

А – Северный фрагмент геотраверса р. Эмба – г. Оренбург. 1 – Оренбургское газоконденсатное месторождение; 2 – линия геотраверса и номера пикетов; 3 – элементы линейных, кольцевых и дуговых структур по данным дешифрирования космических снимков; 4 – эпицентры радиогеохимических аномалий с интенсивностью (%): 4а – тория $> 2 \cdot 10^{-4}$; 4б – урана $> 2 \cdot 10^{-4}$. Б – Сейсмический разрез: 5 – линия геотраверса и номера пикетов; 6 – сейсмические границы: 6а – рядовые, 6б – опорные – поверхность «сейсмического фундамента» (Φ); 6в – граница Мохоровичича (М); 7 – условные границы доменов, различающихся по скоростным характеристикам (скоростные контакты); 8 – зоны с повышенными значениями V_p/V_s ; 9 – зоны с пониженными значениями V_p/V_s ; 10 – зоны с повышенной скоростью V_s (выделяемые по латерали); 11–13 – зоны пониженной скорости сейсмических волн: 11 – выделяемые по латерали (а – $\delta V_s \geq 5,0$, б – $\delta V_s < 5,0\%$); 12 – выделяемые в радиальном направлении по S-волнам (скоростные контрасты $\delta V = \Delta V/V$ в кровле зоны: а – $\delta V_s \geq 5,0$, б – $\delta V_s < 5,0\%$); 13 – то же, выделяемые по S- и P-волнам ($\delta V_s \geq 5,0$; $\delta V_p < 5,0\%$); 14 – среднепластовая скорость продольных сейсмических волн V_p , км/с (числитель) и параметр V_p/V_s (знаменатель)



Условные обозначения – на рис. 5.

Рис. 6. Сейсмический разрез земной коры в районе Карачаганакского нефтегазо-конденсатного месторождения – по [5]

Карачаганакское месторождение. Газ месторождения исследовался из 16 скважин. Пределы содержания – $(0,4-2,4) \cdot 10^{-6}$ г/м³, среднее – $1,6 \cdot 10^{-6}$ г/м³. Содержание ртути в газе сепарации на Оренбургском газоперерабатывающем заводе – $(0,5-1,3) \cdot 10^{-6}$ г/м³, среднее – $0,9 \cdot 10^{-6}$ г/м³. В конденсате зафиксировано 0,066 мг/кг ртути. Сера содержит $(5-18) \cdot 10^{-6}$ % ртути, среднее $9,0 \cdot 10^{-6}$ %, в два раза превышающее ее кларк. Все результаты сведены в табл. 3.

Сводная таблица содержаний ртути в газоконденсатной смеси Карачаганакского месторождения и в продуктах ее переработки на Оренбургском газоперерабатывающем заводе

Пробы	Число проб	Содержание ртути	
		единицы измерения	пределы и среднее
Скважины			
Газ	16	10^{-6} г/м ³	0,4–2,4; среднее – 1,6
Пластовая газоконденсатная смесь		10^{-6} г/м ³	30*
Оренбургский газоперерабатывающий завод			
Сырой газ сепарации	2	-»-	0,5–1,3; среднее – 0,9
Стабильный конденсат	1	мг/кг	0,066
Сера	4	10^{-6} %	5–18; среднее – 9,0

Обсуждение результатов

Подытоживая вышеприведенные данные, следует отметить, что содержание ртути в газах всех трех месторождений весьма близки; средние содержания изменяются в пределах $(1,0–1,6) \cdot 10^{-6}$ г/м³. Это повышенные концентрации, они примерно на 2–3 порядка выше, чем в атмосферном воздухе. Но основным концентратом ртути в газоконденсатной смеси является конденсат; содержание в нем ртути самое высокое – 0,47 мг/кг на Астраханском месторождении и заметно ниже в двух других месторождениях: 0,066 и 0,075 мг/кг. Общая валовая концентрация ртути в газоконденсатной смеси существенно зависит от содержания конденсата. Рассчитанные концентрации ртути в газоконденсатной смеси можно ранжировать следующим образом: $5,4 \cdot 10^{-5}$ г/м³ на Астраханском месторождении, $3 \cdot 10^{-5}$ г/м³ на Карачаганакском месторождении и $8 \cdot 10^{-6}$ г/м³ на Оренбургском месторождении.

По запасам ртути рассматриваемые месторождения соответствуют весьма небольшим по масштабу собственно ртутным (киноварным) рудопроявлениям, но это геохимические, а не промышленные концентрации. Такого рода данные по газовым и газонефтяным месторождениям полезны для понимания процессов миграции и концентрации ртути и ее поведения в истории развития Земли (геолого-исторические аспекты геохимии ртути).

Полученные данные о повышенной ртутоносности рассматриваемых месторождений с учетом материалов по глубинному строению регионов, свидетельствующих о мантийном заложении тектонических структур, с которыми связаны углеводородные залежи, указывают на участие ртутьсодержащих мантийных флюидов в формировании месторождений.

Повышенную ртутоносность углеводородных газов можно ожидать не только в пределах самого Астраханского свода, но и по всей зоне сочленения кряжа Карпинского (фрагмента линеамента Карпинского) с Прикаспийской впадиной, а также в зонах пересечения Каракульской тектонической ступени поперечными глубинными разломами.

Прикладные аспекты не входят в рассмотрение настоящей работы, но, имея дело с таким токсичным компонентом как ртуть, все же необходимо привести некоторые соображения. Данные по ртутоносности газовых и газонефтяных месторождений будут полезны при разработке технологических схем эксплуатации месторождений и транспорта газов и нефтей, поскольку ртуть активно корродирует трубопроводы и оборудование на заводах. Так, известны вредные последствия в криогенных установках и алюминиевых трубах (коррозия от 10 до 70% их поверхности) в г. Скилда (Алжир). Это обусловлено переработкой и транспортом углеводородного сырья с высокими содержаниями ртути, поступающего из месторождений Сахары. Более трагические последствия – взрыв в результате коррозии оборудования ртутью – имел место на одном из нефтехимических заводов в том же городе. Предприятия по производству сжиженного газа также весьма обеспокоены, так как в процессе сжижения, включающем охлаждение (температура -164°C) и резкое уменьшение объема, происходит заметное увеличение концентрации ртути, даже из углеводородных газов с первично низкими ее содержаниями, и последующая коррозия оборудования. И, конечно, данные о ртути весьма важны для экологического мониторинга, так как ртуть по своему вредному воздействию на здоровье человека занимает среди нескольких сотен токсичных веществ одно из первых мест.

Литература

1. *Айзенштадт Г.Е.* Нефтегазосность и разломная тектоника Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа, 1998. №11. С. 24–32.
2. *Бродский А.Я., Капустин И.Н., Кирюхин Л.Г.* О строении зоны сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского. В кн.: Геология запада Восточно-Европейской платформы. Минск: «Наука и техника», 1981. С. 142–149.
3. *Бродский А.Я., Миталев И.А.* Строение поверхности кристаллического фундамента Калмыcko-Астраханского Прикаспия. Советская геология, 1987. №12. С. 85–87.
4. *Бродский А.Я., Шайдаков В.А., Шлезингер А.Е., Штунь С.Ю.* Строение верхней мантии и консолидированной коры в зоне сочленения кряжа Карпинского и Астраханского свода. Доклады Академии наук РАН, 1993. Т. 333, №3. С. 341–343.
5. *Булин Н.К., Егоркин А.В.* Региональный прогноз нефтегазосности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: Центр ГЕОН. 2000 г. 194 с.
6. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. М.: Недра, 1975. 527 с.
7. *Ганеев А.А., Сляднев М.Н., Шолупов С.Е.* Зеэмановская модуляционная поляризационная спектроскопия как вариант атомно-абсорбционного анализа. Возможности, ограничения. Журн. аналит. химии, 1996, т. 51, №8, с. 855–864.
8. Геологическое строение и нефтегазосность Оренбургской области / ред. А.С. Пантелеев и Н.Ф. Козлов. Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1997. 272 с.
9. *Озерова Н.А.* О дегазации ртути из глубин Земли. В сб.: Геохимия процессов миграции рудных элементов. М.: Наука, 1977. С. 15–35.
10. *Озерова Н.А.* Новый ртутный пояс в Западной Европе. Геология руд. месторождений. 1981, №6. С. 49–56 (перевод: *Ozerova N.A. Mercury Ore Belt in West Europe // J. Inter. Geol. Rev.* 1983, 25. P. 1095–1100).
11. *Озерова Н.А.* Ртуть и эндогенное рудообразование. М.: Наука, 1986. 232 с.
12. *Озерова Н.А., Добрянский Л.А.* Опыт прогнозирования ртутоносности газовых месторождений // В сб.: Геохимические методы поисков – состояние и перспективы развития. Киев, 2001.
13. *Озерова Н.А., Машьянов Н.Р., Пиковский Ю.И., Рыжов В.В., Добрянский Л.А., Груздева М.А.* Линеамент Карпинского – сквозная ртутоконцентрирующая структура. Вкн.: Сквозные рудоконцентрирующие структуры. М.: Наука, 1989. С. 52–58.

14. Сауков А.А., Айдиньян Н.Х., Озерова Н.А. Очерки геохимии ртуты. М.: Наука, 1972, 336 с.
15. Светлакова А.Н. Системы разломов земной коры на востоке Восточно-Европейской платформы и их связь с нефтегазоносностью региона. Уфа: УНЦ РАН. 1993. 148 с.
16. Ozerova N.A., Mashyanov N.R., Ryzhov V.V., Pikovskiy Yu.I. Prediction of mercury-bearing gas deposits (theoretical and environmental aspects). RMZ – Materials and Geoenvironment. Periodical for Mining, Metallurgy and Geology. Mercury as Global Pollutant, part 1, 2004. Volume 51, №1, p. 181–184.
17. Sholupov S.E., Ganeev A.A. Zeeman absorption spectrometry using high frequency modulated light polarization. Spectrochim Acta, part B 50B, 1995, p. 1227.

ГЕОКАТАЛИЗ КАК ФАКТОР ВЛИЯНИЯ НА СКОРОСТЬ НАКОПЛЕНИЯ И СОСТАВ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ

К.Г. Ионе, В.М. Мысов, В.С. Решетников

НИЦ «Цеолит» ИК СО РАН

Введение.

Геокатализ: химические и термодинамические основы явления

Химические аспекты явления геокатализа

Проблема происхождения скоплений углеводородных масс в земной коре рассматривается в течение многих лет. В основу наиболее принятых моделей положено допущение о биогенных механизмах образования земных нефтегазовых линз.

Однако в течение последних 30 лет выполнен большой объем работ по каталитическому (абиогенному) синтезу углеводородных смесей из газов CO , CO_2 и H_2 с применением широкого спектра катализаторов. Первоначально это были железосодержащие системы (катализаторы Фишера-Тропша), применение которых позволяло получать углеводородные смеси с высоким содержанием метана, *n*-алканов и олефинов [1–6].

В последние два десятилетия выполнено много работ по синтезу углеводородов из смесей CO , CO_2 и H_2 на бифункциональных каталитических системах, включающих, помимо металлического компонента, катализаторы кислотного-основного действия – глины или цеолиты [7–27]. Показано, что на катализаторах бифункционального действия при 220–450°C при давлениях от 1 атм до 100 атм из CO , CO_2 , H_2 -содержащих газов возможен синтез углеводородов с широкой вариацией в их составе содержания *n*-парафинов, изо-парафинов и ароматических соединений.

Опубликовано достаточно много данных о том, что Земля 1–1,8 млрд лет назад имела восстановительную атмосферу [28–37], которая, помимо водорода, включала также CO и CO_2 , а содержание кислорода находилось на уровне 0,001 от современного его содержания в атмосфере.

Данные о химическом составе глубинных зон Земли (наличие никель-железорудных формаций, Co , Mo , Zn , Cr -содержащих руд), а также составы газов глубинных слоев, обогащенных CO_2 , CH_4 и H_2 [38–41] позволяют рассматривать эти зоны как ареалы потенциального протекания описанных выше каталитических процессов.

Породы, залегающие в земной коре, можно рассматривать как возможные каталитические системы после их восстановительной обработки: магнетит FeFe_2O_4 (70–78% FeO), якобит $\text{Mn Fe}_2\text{O}_4$, хромит FeCr_2O_4 , ульвошпинель Fe_2TiO_4 , ильменит $\text{Fe}_2\text{O}_4 - \text{FeTiO}_3$, оливины (33–21% FeO), амфиболы (19–78% FeO) и пироксены (19–36% FeO).

В целом можно утверждать, что вероятность образования под поверхностью земной коры зон, ареалов, слоев, состоящих или включающих в высокой концентрации элементы, каталитически высокоактивные в синтезе углеводородных смесей из газов CO , CO_2 и H_2 , не может вызывать сомнений.

В целом ряде статей [36–40] на основании исследований плотности земного ядра предполагается, что оно состоит из гидрида железа; именно это создает возможность постоянного истечения водорода через мантию к поверхности Земли. В составе газовых флюидов, идущих к поверхности Земли, обнаруживается H_2 (до 50%). Можно допустить, что высокоэкзотермичные и термодинамически высоковероятные реакции синтеза углеводородов и воды из водородсодержащих газов (смесей H_2 , CO и CO_2) в зонах никель-железородных формаций носили на Земле глобальный характер (возможно, в глубинах Земли протекают и в настоящее время).

Исследование каталитических свойств металлосодержащих руд, находящихся в зонах возможных H_2 , CO , CO_2 -содержащих газовых потоков, является очень важным, т.к. создает научную базу для установления количественных соотношений между расположением Fe, Ni, Co, Mn-содержащих руд в земной коре, их химическим составом, температурой и давлением в зоне их залегания, составом газовых флюидов (данные геохимических исследований), каталитической активностью руд и составом, мощностью и расположением образующихся нефтегазовых месторождений.

Если модель абиогенного образования природных нефтегазовых линз окажется высоковероятной, может быть сформирован подход к поиску и оценке объемов нефтегазовых месторождений на основании результатов анализа расположения никель-железородных формаций и высокотемпературных геологических зон.

Каталитический синтез углеводородов из смесей CO , CO_2 и H_2 .

Термодинамика процессов

Реакции синтеза углеводородов из CO , CO_2 и H_2 могут быть описаны уравнениями, приведенными в табл. 1-1.

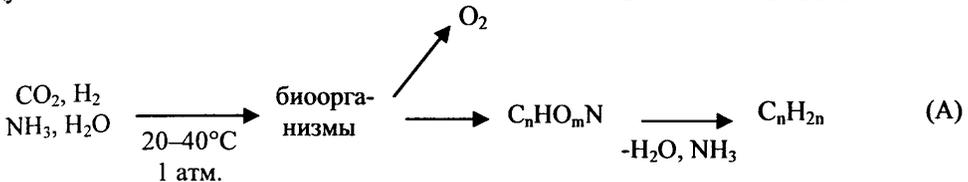
Таблица 1-1

Тепловые эффекты реакций синтеза различных углеводородов из газовых смесей CO , CO_2 и H_2 (рассчитаны для температуры реакции 315 С)

№ п/п	Реакция	Тепловой эффект, ккал/моль	Константа равновесия
1	$\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	-58	$5 \cdot 10^6$
2	$2\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$	-61	$1,6 \cdot 10^8$
3	$2\text{CO} + 5 \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_6 + 2\text{H}_2\text{O}$	-88	$1,2 \cdot 10^7$
4	$3\text{CO} + 7\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_3\text{H}_8 + 3\text{H}_2\text{O}$	-125.5	$1,5 \cdot 10^8$
5	$\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	-43	$1,6 \cdot 10^5$
6	$7\text{CO}_2 + 21\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_7\text{H}_{14} + 14\text{H}_2\text{O}$	-185	$1,6 \cdot 10^2$
7	$7\text{CO}_2 + 22\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_7\text{H}_{16} + 14\text{H}_2\text{O}$	-216	$4,1 \cdot 10^2$

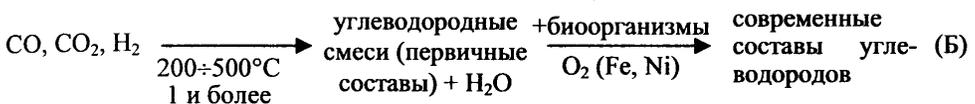
В табл. 1-1 показано, что для реакций 1–7 константы скорости образования углеводородов составляют несколько порядков по величине, а сами реакции идут с выделением большого количества тепла, что свидетельствует об их высокой термодинамической вероятности. Количество выделившегося тепла по реакциям (1)–(5) при 224°С составляет от 164,7 до 244,1 кДж/моль.

При сравнении вероятностей биогенного и abiогенного вариантов синтеза природных углеводородных смесей следует также обратить внимание на следующее. При биогенном механизме синтеза углеводородов по маршруту



стадия 1 является термодинамически неравновесной, реакции присоединения двуокиси углерода, воды идут с поглощением тепла, т.е. требуют источника энергии. Их интенсивность в бескислородной атмосфере была бы незначительной.

При abiогенном механизме синтеза углеводородов



реакции стадии 1 являются термодинамически высоковероятными, идут с большим выделением тепла. Интенсивность этих процессов в условиях первичной атмосферы Земли должна была быть очень большой, а вероятность – очень высокой.

Таблица 1-2

Сопоставление факторов, указывающих на вероятность abiогенных и биогенных механизмов синтеза нефти и газа в системе Земля (53)

Показатель		Указания на	
		Абиогенные механизмы	Биогенные механизмы
		синтеза нефти и газа в системе Земля	
1	Термодинамическая вероятность	Очень высокая	Низкая
2	Наличие каталитических систем	Земная кора является системой с высоким каталитическим потенциалом	
3	Наличие сырья	СО, СО ₂ , Н ₂ О, СН ₄ – газовые флюиды	Биоотложения в осадочных породах
4	Фракционное и групповое распределение углеводородов	Основные групповые составы углеводородов, полученные лабораторно, совпадают с природными	Наличие в нефтях биомаркеров

5	Изотопный состав углерода	Широкие вариации не являются однозначным показателем	Узкий диапазон значений
6	Соотношение C/S в нефти	Нетипично для биогенных механизмов	Не встречается в биосистемах
7	Содержание Ni и V в нефти	Нетипично для биогенных механизмов	Не встречается в биосистемах
8	Наличие биомаркеров	Биомаркеры могут быть вторичного происхождения	Имеется
9	Прогнозы, следующие из исходного постулата о механизме синтеза	Запасы нефти на 2–3 порядка превосходят разведанные, синтез нефти продолжается	Запасов нефти осталось на 50–70 лет

Влияние химического состава руд и минералов на их каталитические свойства в синтезе углеводородов

Первая серия экспериментальных исследований взаимодействия синтез-газа с породами и рудами была проведена с использованием образцов глубинных ксенолитов перидотитов в щелочных базальтах Витимского вулканического поля Забайкалья, а также магнетитовых, хромитовых и гематитовых руд Алтае-Саянской складчатой области.

Вторая серия экспериментальных исследований предусматривала взаимодействие синтез-газа с главными породными группами базитов и ультрабазитов, слагающих основной разрез земной коры в гребне Центрального сектора Срединно-Атлантического хребта.

Третья серия экспериментальных исследований взаимодействия синтез-газа с породами и рудами была проведена с использованием механических смесей образца магнетитовой руды Алтае-Саянской складчатой области и катализаторов кислотно-основного действия (алюмофосфатов и цеолитов типа пентасил).

Химические составы минералов представлены в таблицах 2-1 и 2-2.

Таблица 2-1

Химические составы исследованных образцов пород и минералов и температуры их каталитических испытаний.

Реакционная смесь CO/H₂ = 2; P = 1 атм

Хим. состав, % масс.	Название исследуемого образца пород и минералов											
	Ксенолит перидотита в щелочном пикробазальте (1)	Хромит (2)	Роговая обманка (3)	Оливинит (4)	Железистый кварцит (5)	Магнетит (6)	Альмандин (7)	Хром-диопсид (8)	Базальт (9)	Серпентинит (10)	Гетит (11)	Железо-марганцевая руда (12)
SiO ₂	44,4	7,6	37,5	39,7			42,2	52,8	50,5	49,8	до 3	6,6
Al ₂ O ₃	3,4	11,7	14,6	0,1		0,3	23,0	3,9	13,6	17,0	до 2	1,7

Окончание табл. 2-1

Fe(OH) ₃											>90	
Fe ₂ O ₃		14,6	17,3		89,9					4,8		19,2
FeO	7,9			10,6		88,1	8,2	2,8	11,4			
TiO ₂	0,1	0,1	2,9			0,4	0,2	0,2	1,8	0,2		1,9
MnO		0,1	0,4	0,4			0,3	сле- ды	0,2	0,1		44,5
MgO	39,9	13,3	8,9	47,8		4,1	20,3	15,4	7,0	11,9		2,8
CaO	3,5	3,9	12,2	0,4			5,9	19,0	11,1	13,1		4,1
Na ₂ O	0,3		2,3					1,9	2,6	1,3		
K ₂ O	0,1		1,6					отс.	0,2	0,2		
Cr ₂ O ₃	0,5	46,8		0,1			0,8	1,3				
P ₂ O ₅									0,2	сле ды		1,0
H ₂ O			2,0		10,1							18,1
T _{испыт.} °C	350, 400, 450, 500, 550	350, 400, 450	300, 350, 380	300, 350, 400	260, 280, 300	300	400, 450, 500	400, 450, 500	300, 350, 400, 450, 500, 550, 600	300, 350, 400, 450, 500	300, 350, 400, 450, 500	350, 400, 450

Таблица 2-2

Химический состав пород, использованных в экспериментах 2005 г.

Компо- ненты	Номера проб						
	1	2	3	4	5	6	7
SiO ₂	55,80	78,26	65,40	44,82	2,24	4,36	55,34
TiO ₂	0,77	0,51	0,36	–	–	0,08	0,85
Al ₂ O ₃	17,00	7,37	9,61	15,53	1,14	1,89	16,37
Fe ₂ O ₃	9,93*	6,76*	2,68*	2,21	0,10	1,27	3,27
FeO	–	–	–	3,31	0,15	0,72	5,05
MnO	0,22	0,03	0,09	–	–	0,08	0,18
MgO	2,09	0,67	2,16	5,14	19,84	5,27	5,23
CaO	0,42	0,24	7,79	11,71	29,66	47,85	7,85
Na ₂ O	1,26	0,97	1,79	0,76	–	–	3,34
K ₂ O	3,61	3,19	2,38	2,09	0,12	–	0,90
P ₂ O ₅	0,22	0,03	0,08	0,17	–	–	0,18
П.п.п.	8,49	2,17	7,58	2,32	0,95	4,01	1,43
BaO	0,06	0,04	0,05	Н.о.	Н.о.	Н.о.	Н.о.
CO ₂	Н.о.	Н.о.	Н.о.	11,0	45,92	33,76	Н.о.
SO ₃	Н.о.	Н.о.	Н.о.	0,82	–	–	Н.о.
Cl	Н.о.	Н.о.	Н.о.	0,04	–	–	Н.о.

Орг.в-во	Н.о.	Н.о.	Н.о.	0,55	—	—	Н.о.
Сумма	99,87	100,21	99,97	100,47	100,12	99,29	99,99

Примечание.* – суммарное железо в расчете на трехвалентную форму. Н.о. – не определялось, прочерк – компонент не обнаружен. 1 – Аргиллит, обр. К-1, скв. Самоглотрская – 189. 2 – Песчаник – обр. V-1, чорская свита, вент Сибирской платформы. 3 – Алевролит, обр. К-48, Костенково, девон Кузбасса. 4 – Мергель, обр.К-17, верхоленская свита кембрия, Коршуновское месторождение. 5 – Доломит, обр. К-616, булайская свита кембрия, Коршуновское месторождение. 6 – Известняк доломитизированный, обр. К-617, литвинцевская свита кембрия, Коршуновское месторождение. 7 – Диорит, обр. Д-1, Кордовский массив, Восточный Саян. Состав определен методом РФА и силикатного анализа в Аналитическом центре ОИГТМ СО РАН.

Методика каталитических исследований

Эксперименты проводили на лабораторной установке высокого давления в проточном режиме с рециркуляцией газового потока. Принципиальная технологическая схема лабораторной установки показана на рис. 1.

Технические возможности лабораторной установки:

рабочее давление – от 10 до 100 атм; погрешность измерения давления не превышает 5%;

температура в реакторе – до 600°C (режим поддержания температуры близкий к изотермическому); погрешность измерения температуры не превышает 10°C;

Для хроматографического анализа газообразных и жидких продуктов реакции используются три хроматографа типа «ЛХМ» и «Биохром», снабженные катарометрами и пламенно-ионизационными детекторами, а также набивными и капиллярными хроматографическими колонками.

Синтез-газ готовили в баллонах путем смешения определенных объемов СО (>99,9% чистоты) и Н₂ (>99,5% чистоты). Содержание инертных компонентов (N₂) в полученной модельной газовой смеси не превышало 0,2% об.

Образцы для каталитических исследований готовили путем размола кусков исходных минералов и отбора полученной широкой фракции частиц размером 0,5–2 мм. Перед началом экспериментов образцы обрабатывали синтез-газом при давлении 30 или 80 атм и температуре 200–400°C. Период обработки образцов (активация) составлял 10–20 часов, в зависимости от каталитических свойств исследуемого образца и температуры активации.

Каталитические свойства исследованных руд и минералов в превращениях смеси СО, Н₂

Все образцы руд в исследованных диапазонах давлений и температур показали различную активность и селективность в конверсии модельной смеси СО и Н₂ (см. таблицы 2-3–2-5). Так, например, на оливините (порода) после 22-часовой активации (30 атм, 260–280°C) практически не происходило превращение синтез-газа в органические продукты при давлении 30 атм и температурах 300, 350 и 400°C.

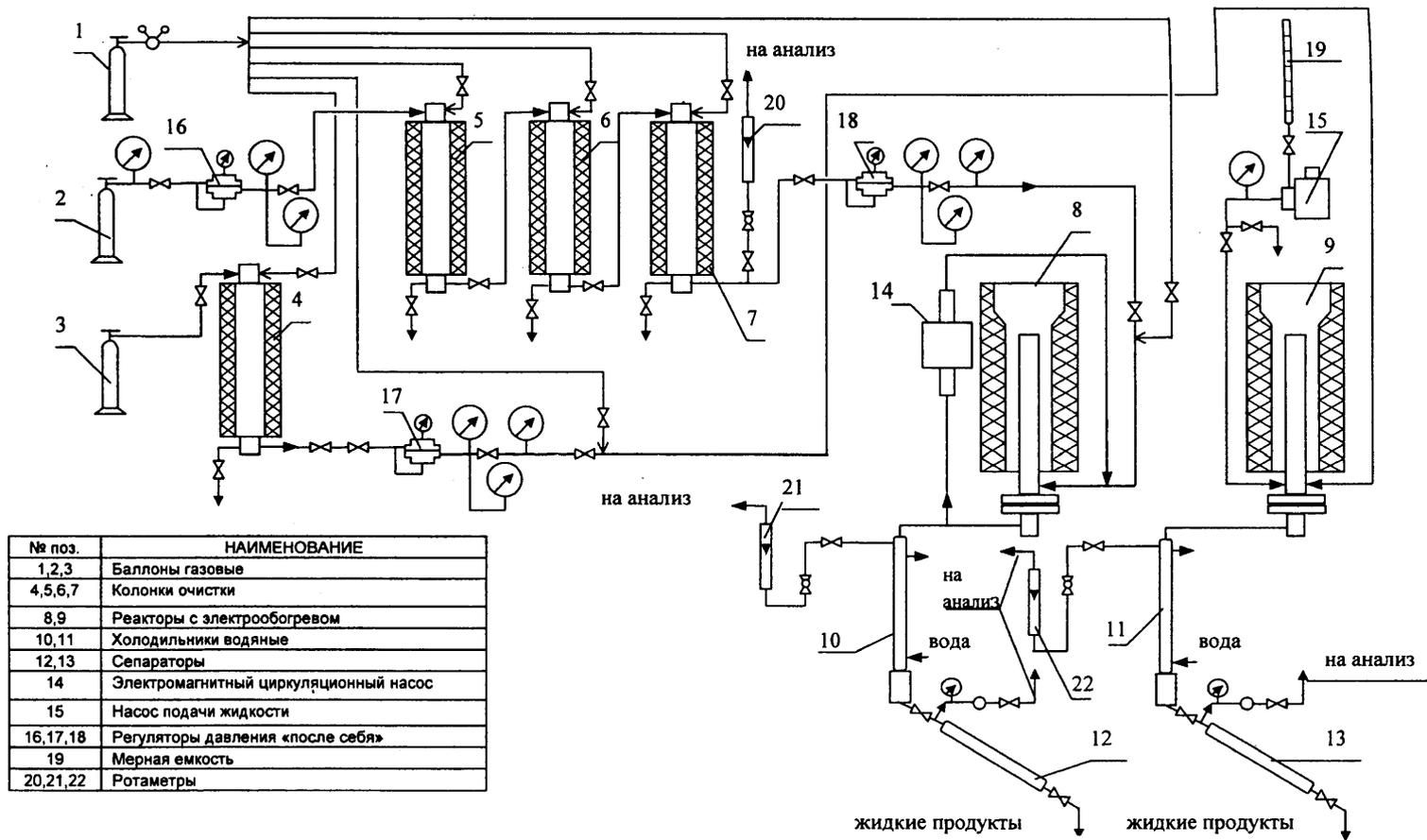


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема лабораторной установки конверсии синтез-газа

Все образцы пород и минералов по их каталитической активности в конверсии синтез-газа в углеводороды при вышеперечисленных условиях можно разделить на следующие группы:

1-я группа. Оливинит (порода) не проявляет каталитических свойств в конверсии синтез-газа в органические продукты (30 атм, 300–400°C).

2-я группа. Альмандин исследовали в конверсии синтез-газа при 30 атм в интервале температур 400–500°C. При повышении температуры активность альмандина повышалась – степень превращения CO при 400°C не превышала 20%, а при 500°C уже составила 70%. Основными продуктами превращения синтез-газа были метан и CO₂. При выгрузке образца альмандина из реактора была обнаружена тонкая пластина углерода.

Хромдиопсид исследовали в конверсии синтез-газа при 30 атм в интервале температур 400–500°C. При повышении температуры активность хромдиопсида медленно росла – при 400°C конверсия CO была менее 20%, при 450°C – 20%, а при 500°C составляла 34%. Основными продуктами превращения синтез-газа были метан и CO₂. При выгрузке из реактора образец хромдиопсида практически не изменил внешний вид.

Лерцолит, хромит. При давлении 80 атм и температуре 350°C не активны, высокую активность в превращении модельной смеси CO и H₂ проявляют при температурах выше 400°C (хромит) и 450–500°C (лерцолит). Основными органическими продуктами реакций между CO и H₂, протекающих на активных центрах данных минералов, являются метан (12–27% масс. в газовой смеси после реактора), C₂–C₄ парафины (до 10% масс.) и метанол (1–3% масс.). При подъеме температуры в реакторе до 550–560°C на лерцолите наблюдали интенсивное выделение свободного углерода (сажи) и значительное снижение концентрации метана в газовой смеси после реактора. Во всем исследуемом диапазоне температур жидкие углеводороды в продуктах реакции отсутствовали.

Роговая обманка (железистый амфибол). При давлении 30 атм и температуре 300°C малоактивен. При подъеме температуры в реакторе до 350–380°C происходит повышение конверсии газовой смеси (от 12 до 60–66%), увеличение содержания суммы углеводородов (от 5 до 10–15% масс.) и кислородсодержащих продуктов – метанола и диметилового эфира (4–7% масс.). В конденсате были обнаружены жидкие углеводороды.

3-я группа. Магнетит и железистый кварцит при давлении 30 атм и температуре 300°C интенсивно катализируют реакции синтеза углеводородов с образованием до 18–22% масс. жидких C₅₊ углеводородов в расчете на сумму продуктов. Концентрация метана в газе на выходе из реактора не превышала 5–8% масс., а содержание кислородсодержащих продуктов – спиртов и диметилового эфира в среднем составляло 5–8% масс. Степень превращения синтез-газа при температуре 300°C достигала 97–99%.

При исследовании *базальта* в широком диапазоне температур (300–600°C) было показано, что с ростом температуры увеличивается конверсия синтез-газа от <5% (300°C) до >90% (600°C), а в продуктах реакции растет содержание метана от 0 до 16–18%. При температуре 350°C в газовой смеси после реактора появляются следовые количества этана, пропана и бутанов, количество которых достигает максимума при температуре 500°C и с дальнейшим подъемом температуры до 600°C снижается до концентраций, близких к нулю. При температурах выше 500°C на-

блюдается интенсивное образование в слое базальта углеродных отложений (сажи), приводящее к полной блокировке газового потока через реактор.

Так как *серпентинит* содержит железа в два раза меньше, чем базальт, исследования его каталитической активности начали при температуре 400°C. После короткого периода активации (около 9 ч) серпентинит проявил высокую активность в синтезе углеводородов и продуктов уплотнения (кокса, сажи). При этом были получены жидкие углеводороды, содержащие до 45% ароматических соединений, что характерно только для бифункциональных систем, содержащих активные кислотные компоненты.

Как и ожидалось, *гетит* проявил высокую каталитическую активность в превращении синтез-газа уже при 300°C. В первые часы после активации основным продуктом превращения синтез-газа был метанол (более 44%), а через 13 ч селективность гетита изменилась в направлении образования углеводородов. При температурах 300, 350 и 400°C были получены жидкие углеводороды с распределением, типичным для реакций Фишера-Тропша. При выгрузке образца гетита из реактора было обнаружено сажевое пробки в лобовом слое и спекание некоторой части породы в центре реактора.

Смесь серпентинита, гетита и железо-марганцевой руды (в объемном соотношении 4/1/1, соответственно) проявила высокую каталитическую активность в превращении синтез-газа в интервале температур 350–450°C. Степень превращения синтез-газа в данном интервале температур составляла 92–98%, главными продуктами его превращения были метан, углеводороды C₂–C₆, CO₂ и свободный углерод. Жидкие углеводороды наблюдались в следовых количествах при температуре менее 400°C.

Исследования 2005 года показали, что образцы пород алевролита, известняка, песчаника, диорита и доломита даже при температуре 500°C оказались неактивными в превращении CO и H₂. В этих же условиях аргиллит оказался более активным, но основным продуктом превращения синтез-газа был углерод (сажа). Наибольшую каталитическую активность при температурах 500 и 400°C проявил мергель. Основными углеродсодержащими продуктами превращения синтез-газа были углерод (в первые часы работы) и метан.

В результате экспериментов была обнаружена зависимость степени превращения CO и состава получаемых углеводородов от содержания соединений железа в исследуемых образцах (см. таблицу 2-3). Образцы с высоким содержанием железа показали максимально возможную конверсию CO (до 99%) при температурах 300–400°C. Каталитическое превращение синтез-газа на магнетите, гематите и гетите (содержание соединений железа более 88%) в данных условиях протекало с образованием жидких углеводородов с селективностью по C₂₊ углеводородам от 13–18 до 23–27% масс. Образцы с содержанием соединений железа менее 12% обладали при температурах 300–500°C пониженной каталитической активностью в превращении оксидов углерода. В то же время, серпентинит, содержащий всего 4,8% Fe₂O₃, проявил высокую активность в превращении CO и синтезе C₂₊ углеводородов. Можно предположить, что каталитическая активность железа в серпентините усиливается из-за присутствия в нем алюмосиликатных компонентов. Это свойство бифункциональных катализаторов нами было обнаружено в результате исследований образцов магнетита с кислотными компонентами (см. таблицу 2-5). При добавлении к магнетиту кристаллических

алюмосиликатов или силикоалюмофосфатов производительность железосодержащего компонента комбинированных катализаторов увеличивается с 64 до 250–370 г/л Fe-компонента в час. Также было показано, что увеличение давления с 15 до 60 атм приводит к росту производительности железосодержащего компонента более чем в два раза.

Таблица 2-3

**Влияние содержания окислов железа в рудах
на их каталитические свойства в превращении
CO, CO₂, H₂-содержащих газов при давлениях 30-80 атм.**

№ п/п	Название образца руды	Весовое содержание оксидов железа в образце:	Степень превращения CO, % масс.	Содержание на выходе из реактора при 400°С***, % масс.		
				CH ₄	C ₂₊	CO ₂
1	Доломит*	0,3	6	<1	<1	1,1–1,2
2	Известняк*	2,0	5–6	1,0–1,1	<1	<1
3	Алевролит*	2,7	6	<1	<1	1,2
4	Хромдиоксид	2,8	13	3	<1	3
5	Серпентинит	4,8	82–92	10	14–18	16–22
6	Диорит*	5,3	17–18	5–8	1–3	2,4–5,0
7	Мергель	5,5	43–50	6–9	7–8	6–9
8	Песчаник*	6,8	6–7	<1	<1	1,3
9	Ксенолит лерцолита	7,9	19–25	3–6	0,7–1,8	1,3–1,8
10	Альмандин	8,2	13–20	2–6	<1	4–6
11	Аргиллит*	9,9	35–58	3	2–3	3–4
12	Оливинит	10,6	4	1	1	3
13	Базальт	11,4	16	4	1	6
14	Хромит	14,6	44–63	10–15	4–8	5–7
15	Роговая обманка	17,3	66	7	9	12
16	Серпентинит + гетит + Fe-Mn-руда	21,4	96	17	9–11	22–23
17	Магнетит**	88,1	84–85	4–5	26–27	9–11
18	Гематит (без кварца)**	89,9	97–99	5–8	23–25	23–29
19	Гетит	>90	98–99	10–18	13–18	14–16

* при 500°С

** при 300°С

*** остальное – непрореагировавшие CO и H₂, образовавшаяся H₂O и др.

Таблица 2-4

**Влияние содержания Al-Si-составляющей в образцах руд и минералов
на их каталитические свойства в превращении
CO, CO₂, H₂-содержащих газов при давлениях 30-80 атм.**

Название образца руды	Т, °С	Весовое содержание в образце:		SiO ₂ /Al ₂ O ₃ в образце	Содержание C ₂₊ в реакционной газовой смеси, % масс.	Селективность образования C ₅₊ углеводородов, % масс.				
		SiO ₂ +Al ₂ O ₃	оксидов железа			изопарафины	н-парафины	н-олефины	аром. углеводороды	цикло-парафины
Гематит (без кварца)	300	-	89,9	-	23-25	28-34	36-41	15-17	7-11	1-2
Магнетит	300	0,3	88,1		26-27	20-27	55-60	~10	2-3	~1
Доломит	500	3	0,3	2	<1	-	-	-	-	-
Гетит	400	<5	>90		13-18	21-22	76-77	~1	<1	<1
	22				17-18	74	8-9	<1	<1	
Известняк	500	6	2,0	2,3	<1	-	-	-	-	-
Хромит	400	19,3	14,6	0,7	4-8	~50	~50	~0	<1	<1
Оливинит	400	39,8	10,6	400	1	-	-	-	-	-
Ксенолит лерцолита	400	47,8	7,9	13,1	0,7-1,8	-	-	-	-	-
Магнетит + цеолит	300	50	44	75	24-27	45→30	27→35	10→25	15→6	~4
Магнетит+ Al-Si-P	300	50	44		26-28	30-40	30-35	10→30	6-8	1-2
Роговая обманка	400	52,1	17,3	2,6	9	~30	~60	~10	<1	<1
Хромдиопсид	400	56,7	2,8	13,5	<1	-	-	-	-	-
Мергель	400	60,4	5,5	2,9	7-8	~50	~50	~0	<1	<1
Базальт	400	64,1	11,4	3,7	1	-	-	-	-	-
Альмандин	400	65,2	8,2	1,8	<1	-	-	-	-	-
Серпентинит	400	66,8	4,8	2,9	14-18	24→33	28→60	0,4→4	45→4	1→<1
Диорит	500	71,7	5,3	3,4	1-3	-	-	-	-	-
Аргиллит	500	72,8	9,9	3,3	<1	-	-	-	-	-
Алевролит	500	75,0	2,7	6,8	<1	-	-	-	-	-
Песчаник	500	85,6	6,8	10,6	<1	-	-	-	-	-

Сравнение групповых составов углеводородных смесей, синтезированных на природных рудах в качестве катализаторов (сырьё – смесь CO+H₂), и бензиновой фракции Уренгойского газового конденсата

Компонент	Содержание, % масс.				
	в Уренгойском газовом конденсате	в углеводородных смесях, синтезированных на:			
		гематите	магнетите	магнетите ¹ + Al, Si	магнетите ² + Al, Si, P
Н-парафины	25–30	36,8	58,8	32,4	31,7
Изо-парафины	30–35	36,9	36,7	57,1	30,1
Ароматические	5–10	9,0	2,3	5,6	5,1
Циклопарафины + олефины	30–35	17,3	2,2	4,9	33,1
Углеводороды C ₁ –C ₄	35,5	52,7	37,6	42,4	31,1
Бензиновая фракция C ₅ –C ₁₀	43,6	41,5	50,8	53,3	59,0
Дизельная фракция C ₁₁₊	20,9	5,8	11,6	4,3	9,9

¹ весовое соотношение магнетит : алюмосиликат = 50:50

² весовое соотношение магнетит : силикоалюмофосфат = 50:50

В таблице 2-5 приведены сравнительные данные групповых составов углеводородных смесей природного (Уренгойского) газового конденсата и синтезированных на природных рудах. Следует констатировать высокую степень идентичности этих составов.

Основные выводы. Заключение

Исследована каталитическая активность и селективность действия образцов пород и минералов, отобранных из исследуемых зон, в зависимости от температуры (260–600°C), давления (30 и 80 атм) и состава смесей CO и H₂.

При указанных температурах и давлениях экспериментально определены:

скорости образования углеводородных смесей;

их групповой и фракционный состав;

количество и состав образующихся коксовых (полиароматических и полинафтеновых) соединений и свободного углерода,

изменение фазового состава образцов после проведения каталитических испытаний.

Установлено, что в интервале температур 260–600°C при давлениях 30 и 80 атм на всех исследованных породах и минералах идет каталитический синтез углеводородов (в т.ч. жидких углеводородов), CH₃OH и диметилового эфира из CO, H₂-содержащих газов.

Обнаружено, что при повышении температуры более 350–400°C наряду с образованием углеводородов возможно накопление в реакторе высококонденсированных углеродных соединений (кокса, сажи), приводящее к постепенной блокировке газового потока через реактор.

Показано, что в зависимости от химического состава пород и минералов (таблицы 2-2–2-5) и условий их контакта с синтез-газом возможно образование углеводородов различных типов и структур – парафинов и олефинов с нормальной и разветвленной цепью, ароматических углеводородов и нафтенов [42–46, 50–52].

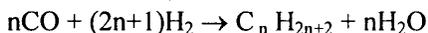
Моделирование и количественные оценки материальных и тепловых потоков в земле при явлениях геокатализа

В целом Земля может быть представлена как «нелинейная неравновесная самоорганизующаяся система» [47], в которой осуществляется вековые генерация тепла и его потеря, связанные с истощением глубинных источников газовых флюидов (из ядра и мантии) и потерей тепла, генерировавшегося при их химических превращениях.

Земля – каталитический или ядерный реактор?

Поскольку происходит постоянная потеря тепла с поверхности Земли, то для того, чтобы она находилась в стационарном состоянии, необходимо, чтобы такое же количество тепла выделялось внутри Земли в результате протекания термоядерного синтеза и/или каталитических реакций.

Как уже отмечалось выше, исходя из плотности тепловых потоков, идущих из недр Земли, потери тепла за последние 250 млн лет составляют $1.4 \cdot 10^{22}$ дж. Предположим, что все это тепло выделяется в результате каталитических реакций образования метана или алкенов, входящих в состав нефти, по реакции:



Тепловой эффект на килограмм образовавшегося целевого продукта составляет $1,2 \cdot 10^7$ дж/кг. Количество углеводородов, при образовании которых должно выделиться эквивалентное количества тепла, составит $\sim 1,0 \cdot 10^{15}$ кг (4 млн тонн/год), т.е. по порядку величины сопоставимо с мировым запасом нефти (табл. 3-1).

Таблица 3-1

Геологические и геохимические оценки массы углеводородных скоплений и воды на Земле. Скорость охлаждения Земли – $100^\circ\text{C}/\text{млрд. лет}$

Компонент Земной массы	Общий объем	Места скоплений	Литературный источник
Количество углеводородов, поступающих в атмосферу и гидросферу в год, г/год	$1.68 \cdot 10^{14}$	атмосфера и гидросфера	[47, 48]
Количество метана, поступающего в атмосферу, г/год	$1 \cdot 10^{15}$		[47, 48]
Всего углерода в мантии (мантыйный углерод), г	$5 \cdot 10^{23}$	потеря через дегазацию за 1 млрд лет	[48]
Количество углеводородов, вынесенных с поверхности земли за 500 млн лет, г	$2.5 \cdot 10^{22}$		[48]
Прогнозные количества в залежах, г			[49]

Нефти	$2 \cdot 10^{17}$		
Газов	$2 \cdot 10^{17}$		
Битумов	$1 \cdot 10^{18}$		
Горючих сланцев	$5 \cdot 10^{18}$		
Общий запас метана в газогидратах	$1 \cdot 10^{19}$ г ($2 \cdot 10^{16}$ м ³)		[48]
Общее количество воды в гидросфере и атмосфере Земли	2 млрд км ³ или $2 \cdot 10^{24}$ г		[Резанов]

Таким образом, для поддержания теплового баланса Земли достаточно протекание ТОЛЬКО химических реакций образования углеводородов.

На рисунке 3-1 приведен профиль температуры по радиусу Земли. Следует заметить, что данный профиль является типичным для каталитического реактора, в котором протекает экзотермическая реакция, а отвод тепла происходит через внешнюю стенку. Профиль температуры в этом случае имеет максимум в центре, плавно «падает» по радиусу от центра к периферии за счет достаточно высокой теплопроводности катализатора и резко снижается у внешней поверхности реактора за счет, как правило, большого градиента температуры. Профиль температуры у внешней стенки зависит также и от теплопроводности стенки реактора, и от наличия изоляционного материала для уменьшения интенсивности теплообмена реактора с внешней средой. Роль такой стенки в данном случае выполняет, по-видимому, атмосфера Земли, поскольку объемная теплопроводность воздуха приблизительно на 3 порядка ниже теплопроводности материала Земли, в состав которого входят металлы.

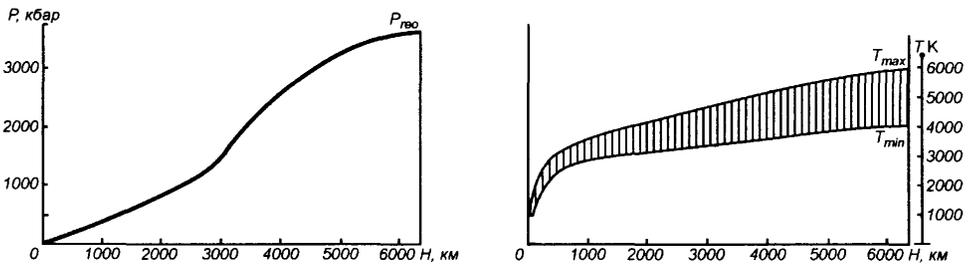


Рис. 3-1. Профиль давления и температуры по радиусу Земли. T_{\min} и T_{\max} – предельные значения оценок температуры

Процессы, происходящие внутри земли, приближенно можно описать квазигомогенной моделью.

Поскольку Земной шар обладает центральной симметрией, можно использовать сферическую систему координат. Тогда изменение температуры и концентрации веществ можно описать уравнениями:

$$D\left(\frac{d^2C}{dr^2} + \frac{2}{r} \frac{dC}{dr}\right) + W = 0,$$

$$\lambda \left(\frac{d^2 T}{dr^2} + \frac{2}{r} \frac{dT}{dr} \right) + Q^p W = 0,$$

где C и T – вектор концентраций и температура в Земле соответственно; D и λ – эффективные коэффициенты диффузии газов и теплопроводности Земли соответственно; r – радиус Земли; Q^p – тепловой эффект реакции; W – скорость реакции.

Из условия симметрии в центре Земли следуют граничные условия:

$$\frac{dC}{dr} = 0, \quad \frac{dT}{dr} = 0$$

У наружной поверхности Земли граничные условия определяются из следующего: количества тепла и вещества, подводимое к поверхности изнутри вследствие теплопроводности и диффузии, должны быть равны соответственно потокам тепла и вещества вследствие тепло- и массообмена между поверхностью Земли и атмосферой. Граничные условия у поверхности можно записать следующим образом:

$$-D \frac{dC}{dr} = \alpha(C - C_x);$$

$$-\lambda \frac{dT}{dr} = \alpha(T - T_x).$$

Литература

1. *M.A. Vannice*. Catal. Rev., 1976, v. 14, p. 153–191.
2. *C.D. Chang, Dr. Scott Han*. Fuel synthesis (liquid). Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology. V. 12, 1994.
3. *А.Л. Ланидус*. Синтез углеводородов из окиси углерода и водорода. Химическая промышленность, 5, 1983, 10(266).
4. *Х.М. Миначев, А.Л. Ланидус*. Коксохимия и технология искусственного жидкого топлива, М., 1981, №4, с. 199.
5. *Sasol Plans to Adjust Output For More Diesel Fuel*. Chem. & Eng. News, 63, p. 45–47, 1985.
6. USA Patent N 4086262, April 25, 1978.
7. *Clarence D. Chaug et al.* USA Patent N 4096163, January 20, 1978.
8. *Werner O. Haag et al.* USA Patent N 4157338, January 5, 1979.
9. *Engrique Iglesia et al.* USA Patent N 5118719, January 2, 1992.
10. *T. Yashima, A. Yoshimura, Y. Wakushima, S. Numba*. Hydrocarbon synthesis from syngas on Zn-Cr/ZSM-5 catalyst Pan. Pacific Synfuel Conference, Tokyo, November 1982, v. 1, p. 123–129.
11. *T. Inui, Y. Takegami*. Liquid hydrocarbon synthesis from syngas on composite catalyst of metal oxide and novel type zeolite. Pan. Pacific Synfuel Conference, Tokyo, November 1992, v. 1, p. 145–151.
12. *Клэрэнс Д. Чанд, У.Х. Лэнд*. Патент СССР №667124, заявка от 02.06.76.
13. *C.D. Chang, W.H. Lang, A.J. Silvestry*. J.Catal., 1979, v. 56, p. 268–273.
14. *P.D. Caesar, J.A. Brennan, W.C. Carwood, J. Ciric*. J.Catal., 1979, v. 56, p. 274–278.
15. *К.Г. Ионе*. Полифункциональный катализ на цеолитах. Новосибирск, Наука, 1982.
16. *В.Г. Степанов, В.М. Мысов и К.Г. Ионе*. Патент РФ №2044030 «Способ получения высокооктановых бензинов», приоритет от 25.05.93.
17. *В.М. Мысов и К.Г. Ионе*. Патент РФ №2089533 «Способ получения углеводородов бензиновых фракций», приоритет от 04.07.94.
18. *В.М. Мысов и К.Г. Ионе*. Патент РФ №2131905 «Способ получения бензиновых фракций», приоритет от 19.11.97.
19. *В.М. Мысов, К.Г. Ионе и В.Н. Пармон*. «Способ получения моторных топлив из углеродсодержащего сырья», решение о выдаче патента РФ от 12.04.99 по заявке №98114640 от 27.07.98.

20. В.М. Мысов, К.Г. Ионе. Экология и катализ, сб. научн. трудов, Новосибирск, Наука, Сибирское отделение, 1990.
21. K.G. Ione, V.G. Stepanov and V.M. Mysov. Proceeding of the International Meeting, January 6–12, 1992, Yaroslavl, Russia // In book «Chemistry Ecology Health», Nova Science Publishers Inc, New York, 1995, p. 193–198.
22. V.M. Mysov, V.G. Stepanov and K.G. Ione. «Progress in Zeolites and Microporous Materials», Stud. Surf. Sci. Catal., 105 (1997) 1381–1392.
23. K.G. Ione and V.M. Mysov. «Catalysis in coal conversions» (B.N. Kuznetsov and V.V. Lunin eds), Proceedings of the Third International Symposium, Russia, Novosibirsk, 1997.
24. V.M. Mysov, A.V. Toktarev, E.A. Paukshtis, D.J.O'Rear and K.G. Ione. In «EuropaCat-3», Proceeding of the Third European Congress on Catalysis, Abstract Book, Krakow, 1997.
25. В.М. Мысов, А.В. Токтарев, В.Г. Степанов, К.Г. Ионе. В кн.: Материалы 111 Международной конференции по химии нефти, т. 2, Томск, изд-во «РАСКО», 1997.
26. V.M. Mysov, K.G. Ione and A.V. Toktarev. Book of Abstracts, 5th Natural Gas Conversion Symposium, Giardini Naxos-Taormina, Italy, September 20–25, 1998, P. 33.
27. V.M. Mysov, K.G. Ione and A.V. Toktarev. In «Natural Gas Conversion V» (A.Parmaliana et al. eds), Stud. Surf. Sci. Catal., Amsterdam, 119 (1998), 533–538.
28. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. Отв. редакторы А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2002, 370 с.
29. Г.И. Войтов. ЖВХО им. Д.И. Менделеева. 1986, №5, с. 533–540.
30. А.А. Маракушев. Происхождение Земли и природа ее экзогенной активности. М., Наука, 1999.
31. B.J. Wood. Is Hydrogen an Important Constituent of the Core? Science, 278 (1997) 1727.
32. Ф.А. Летников, П.И. Дорогокупец. К вопросу о роли суперглубинных флюидных систем земного ядра в эндогенных геологических процессах. Докл. РАН, 378 (2001) 535–537.
33. В.С. Зубков. К вопросу о влиянии углеводородно-неорганического флюида на глубинную геодинамику и процессы в литосфере. Геохимические процессы и полезные ископаемые, 2 (2000) 9.
34. Ю.А. Колясников. Глубинный водородный флюид: роль в магмообразовании, эволюции Земли и возможный источник. В: Дегазация Земли и геотектон., М., 1991, с. 209–211.
35. Н.П. Семененко. Кислородно-водородная модель Земли. Киев, Наукова думка, 1990.
36. Chen Feng, Ding Zhenhua, Xue Lihui, Ye Xianxian, Guo Jiugao, Tan Yimei, Deng Ersen, Cong Andong, Song Ping, Conformation of Hydrogen in Deep Earth, Progr. Nat. Sci., 6 (1996) 373–378.
37. Q. Williams, R.J. Hemley, Hydrogen in Deep Earth, Annual Review of Earth and Planetary Sciences – Palo Alto (Calif.): Annual Review, 29 (2001) 365–418.
38. Takuo Okuchi, Hydrogen Partitioning into Molten Iron at High Pressure. Implication for Earth's Core. Science, 278 (1997) 1781–1783.
39. В.А. Соколов. Геохимия газов земной коры и атмосферы. Недра, Москва, 1966.
40. Г.И. Войтов, Химизм и масштабы современного потока природных газов. Журнал Всесоюзного Менделеевского общества, т. 31, №4 (1986) 533.
41. Г.И. Войтов и др. (Истечение водорода) Доклады РАН, 344 (1995) 110.
42. К.Г. Ионе, В.М. Мысов, В.Г. Степанов, В.Н. Пармон. Химия в интересах устойчивого развития, 9 (2001) 129–143.
43. В.М. Мысов, К.Г. Ионе. Патент РФ №2180651 (2002).
44. К.Г. Ионе, В.М. Мысов, В.Г. Степанов, В.Н. Пармон. Нефтехимия, 2001, т. 41, №3, с. 178–184.
45. Б.М. Валяев, Г.А. Тутков. Доклады РАН, 1997, т. 357, №6, с. 808–811.
46. В.И. Молчанов, А.А. Гонцов. Моделирование нефтегазообразования, Новосибирск, 1992.
47. В.Е. Хаин. Вестник РАН, 2003, т. 73, №9, с. 822–829.
48. И.Д. Рябчиков. Флюидный режим мантии Земли. Вест. ОГТГ-ГН РАН, 3 (1999) 142–152, 207–208.
49. Б.М. Валяев. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. Геология нефти и газа, №9, 1997, с. 1–9.
50. Р.Фокс. Энергия и эволюция жизни на Земле. Мир, Москва, 1992.
51. Газета «Энергетика», №12 (16) декабрь 2001 года.
52. Ионе К.Г. Роль водорода в техногенной эволюции Земли, Новосибирск, 2003.

НАПРАВЛЕНИЕ II

**Осадочные бассейны: комплексное
изучение и моделирование,
нефтегазоносность,
закономерности размещения
скоплений углеводородов**

КОМПЛЕКСНЫЕ ЧЕТЫРЕХМЕРНЫЕ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОГО ПАЛЕЗОЙСКОГО КОНТИНЕНТА

Ю.А.Волож¹, М.П.Антипов¹, Э.В.Шутилова², Н.А.Мальшева¹

¹ Геологический институт РАН

² Институт геологии Уфимского научного центра РАН
antipov@ginras.ru

Понятие – «четырёхмерные модели нефтегазоносных бассейнов»

Основным инструментом современных технологий количественной оценки потенциальных ресурсов нефтегазоперспективных регионов является метод объёмного (3-D) бассейнового моделирования, который предусматривает реконструкцию процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в ходе формирования и развития осадочных бассейнов. Для практической реализации процедуры бассейнового моделирования необходимо создание четырёхмерных моделей нефтегазоносных бассейнов.

Четырёхмерные модели НГБ – это модели, составленные из трехмерных геологических тел, ограниченных изохронными (поверхности напластования) или хронозначимыми (поверхности региональных структурно-эрозийных несогласий, детейчменты, сутурные швы) границами [19]. Кроме того, должно выполняться и другое условие: все элементы модели – это системные геологические тела. Их системные связи (как внешние, так и внутренние) определяются ходом геологических процессов, ответственных за их формирование, а сами тела иерархически соподчинены друг другу,

Методической основой для создания четырёхмерных моделей нефтегазоносных бассейнов служит учение о нефтегазоносных бассейнах (УНГБ), сформулированное примерно в конце 60-х – начале 70-х годов XX века. В качестве объекта в рамках этого учения выступают два типа геологических тел: а) комплексы осадочного выполнения зон тектонического погружения; б) крупные линзы умеренно деформированных и эпигенетически слабоизмененных осадочных пород [5, 3, 4, 6, 8, 11, 20, 34]. Объекты первого типа – это существующие седиментационные системы с присущими им закономерностями хода осадочного процесса, функционирующие в течение последнего мезозойско-кайнозойского (альпийского) цикла тектогенеза. Объекты второго типа – это реликтовые седиментационные системы (комплексы выполнения бассейнов прошлых геотектонических циклов), сохранившиеся в слабо измененном виде, либо их фрагменты. Однако, несмотря на генетические различия, эти геологические тела обладают одним общим свойством, которое делает их объектом исследования в рамках УНГБ. И те, и другие – это выраженные в рельефе фундамента отрицательные структуры земной коры, в пределах которых движение флюидов, определяющее закономерности распределения залежей углеводородов и процессов их генерации и аккумуляции, происходит в рамках единой флюидотермальной системы, состоящей из одного или нескольких вертикально взаимосвязанных гидродинамических этажей.

В соответствии с указанными свойствами объекта исследования, статическая модель нефтегазонасного бассейна должна удовлетворять следующим условиям.

Во-первых, в ней должны найти отражение особенности строения не только осадочного чехла, но и всего блока литосферы, внутри которого происходят геологические процессы, ответственные, с одной стороны, за состояние флюидо-термальной системы бассейна, с другой – за состояние геодинамического режима региона. Следовательно, все системные элементы, из которых конструируется модель бассейна: осадочного чехла, консолидированной коры и литосферы, обязаны быть согласованы.

Первоначально (на этапе становления учения о нефтегазонасных бассейнах) в качестве элементов моделей нефтегазонасных бассейнов использовались структурно-вещественные подразделения земной коры, такие как фундамент, платформенный чехол, структурно-тектонический комплекс, структурный этаж, структурный ярус, структурный подъярус. Все эти структурно-вещественные единицы разделены ярко выраженными поверхностями структурных и угловых несогласий. Однако эти элементы обеспечивали построение лишь мелкомасштабных четырехмерных моделей, которые позволяли решать довольно ограниченный круг задач: а) выделение границ нефтегазонасных бассейнов; б) выяснение наиболее общих особенностей их строения, обусловленных процессами, происходящими на уровне верхней мантии и в нижних частях земной коры; в) качественный прогноз нефтегазонасности бассейна в целом. Детализация этих моделей путем введения в них формационных и литостратиграфических подразделений, выделяемых по парагенезисам пород, оказалась непригодна для численного моделирования процессов осадконакопления, а также генерации и аккумуляции углеводородов, поскольку временные координаты элементов базовых моделей оставались неопределенными.

Это обстоятельство стимулировало исследования по выделению класса слоистых геологических тел надпородного уровня организации с изохронными границами. Такие исследования были выполнены в течение 60–70х годов прошлого века для целого ряда регионов. На примере Восточно-Европейской [2; 32] и Северо-Американской [44] древних платформ, а также юга Туранской плиты и Ферганской межгорной впадины [21] было показано, что разрез осадочного чехла этих регионов состоит из системы иерархически соподчиненных изохронных геологических тел полифациального состава. Для обозначения этой категории геологических тел В.И. Попов использовал термин «ритмостратиграфические подразделения», а Л.Л. Слосс – «осадочные системы», однако позднее в стратиграфии для них стал употребляться термин «парахронолиты». Парахронолиты представляют собой относительно непрерывную по времени формирования трансгрессивно-регрессивную последовательность слоев или групп слоев, ограниченную в кровле и подошве поверхностями несогласия. Внутри парахронолита изменения литологического состава как по вертикали (от слоя к слою), так и по латерали, происходят закономерно в соответствии с изменениями условий осадконакопления в бассейне. Именно эти качества позволяют рассматривать парахронолиты как естественные геологические тела, системные связи которых определяются цикличностью геологических процессов, контролирующих накопление осадков. В иерархическом ряду системных геологических тел Земли парахронолиты занимают интервал в промежутке между подразделениями геодинамиче-

ского уровня организации – внутренними сферическими оболочками Земли, литосферными слоями и слоями земной коры, с одной стороны, и слоем, как наиболее крупным геологическим телом породного уровня организации – с другой.

Установленные особенности строения парахронолитов стимулировали работы по их вычленению в разрезе осадочного чехла и картированию на площади. Однако, как показали дальнейшие исследования, если задача выделения этих циклически построенных слоевых ассоциаций из непрерывной последовательности слоев, хотя и сложная, но все же решаемая, то проблема картирования их граничных поверхностей (несогласий и перерывов) под покровом многокилометровых толщ осадков, из-за отсутствия надежных технических средств, к тому времени решения не находила.

Ситуация кардинально изменилась в начале 70-х годов, когда работами группы геологов и геофизиков нефтяных компаний «Экссон» (П.Р. Вейл и др.) и «Петробраз» (Л.Ф. Браун и У.Л. Фишер) было доказано соответствие отражающих горизонтов поверхностям перерывов (поверхность напластования) и несогласий. Это открытие послужило основанием для составления нового класса базовых четырехмерных моделей нефтегазоносных бассейнов. В этих моделях в качестве элементов-конструктов выступают элементарные геологические тела, которые образуют два непрерывных иерархически соподчиненных ряда: вертикальный (возрастные элементарные единицы) и латеральный (региональные элементарные единицы). В каждом из этих рядов выделяются единицы глобального, регионального и локального масштабов.

Иерархический ряд вертикальных элементов модели состоит из единиц глобального, регионального и локального масштабов. Им соответствуют сейсмостратиграфические подразделения различной специализации (уровня организации): геодинамической, тектоно-седиментационной и седиментационной. Системные связи сейсмостратиграфических подразделений геодинамической специализации определяются цикличностью глубинных процессов, вызывающих смену во времени геодинамических режимов и приводящих к деструкции «старой» литосферы и земной коры и формированию дополнительных объемов «молодой» литосферы и консолидированной коры, а также «складчатого комплекса» осадочного чехла. Системные связи тектоно-седиментационных сейсмостратиграфических подразделений определяют процессы, контролирующие ход осадконакопления в бассейне и постседиментационные изменения структуры осадочных толщ, а подразделения седиментационной специализации – относительные колебания уровня моря.

Иерархический ряд латеральных элементов модели состоит из единиц, которые выделяются как части одноранговых с ними единиц вертикального ряда. Этим определяются их координаты в базовой модели нефтегазоносного бассейна. Временные координаты латеральных элементов модели соответствуют возрасту того возрастного сейсмостратиграфического подразделения (вертикального элемента), частью которого они являются. Пространственные координаты для элементов глобального масштаба определяются зонами разломов, регионального – разломами и границами морфоструктурных элементов, контролирующих смену вещественного состава осадка, локального – границами фациальных зон. В силу этих обстоятельств разномасштабные единицы латерального ряда элементов модели имеют различную природу. Все единицы глобального масштаба – это гло-

бальные геоструктуры, корни которых расположены на уровне литосферы или глубже. Для них основной классификационный признак – уровень размещения их корней. Все единицы локального масштаба – это вещественные подразделения. Единицы регионального масштаба имеют двойственную природу. Элементарные единицы этого масштаба, расположенные на уровне осадочного чехла, по своей природе являются вещественными геологическими телами, а на уровне консолидированной коры – структурными.

Элементы четырехмерных моделей нефтегазоносных бассейнов восточной окраины Восточно-Европейской платформы

В рамках проекта по созданию четырехмерной модели нефтегазоносных осадочных бассейнов (НГБ) восточной окраины Восточно-Европейской платформы, стояла задача обоснования границ возрастных и латеральных элементов базовых четырехмерных моделей Баренцевоморского, Тимано-Печорского, Волго-Уральского, Прикаспийского, Предкавказско-Мангышлакского и Южно-Каспийского НГБ.

Для её решения были проанализированы данные бурения и сейсморазведки МОГТ, полученные в последние годы вдоль геотраверса, который протягивается от архипелага о-вов Земли Франца Иосифа на севере до Копетдага на юге, и пересекает все вышеперечисленные бассейны. Углубленное изучение собранного геолого-геофизического материала позволили на современном научном уровне составить хроностратиграфические схемы осадочного чехла перечисленных выше НГБ и провести межбассейновую корреляцию вертикальных элементов моделей (сейсмостратиграфических подразделений) глобального, регионального и локального уровня организации и наметить границы региональных латеральных элементов.

На геотраверсе Земли Франца Иосифа – Копетдаг в верхней части литосферы выделяется четыре геодинамические границы. Две из них – преломляющие горизонты «М» (поверхность Мохоровичича) и «К₀» (кровля консолидированной коры) – глобальные. На временных разрезах МОГТ они выделяются как условные границы, разделяющие крупные части разреза земной коры с дисгармоничным рисунком внутренних отражений. Они маркируют время начала и окончания, активных тектоно-магматических и метаморфических процессов, связанных с формированием океанической коры и преобразованием ее в континентальную. Две другие границы – горизонт «Ф» (кровля складчатого комплекса) и горизонт «Р» (кровля «доплитного» комплекса) приурочены к поверхностям крупных структурных несогласий внутри осадочного чехла. Они выделяются как отражающие горизонты.

В пределах рассматриваемой территории стратиграфическое положение этих границ не выдержано и изменяется скачкообразно при переходе от одного блока земной коры к другому. Так стратиграфическое положение геодинамической границы «К₀» (кровля консолидированной коры) изменяется в диапазоне от нижнего протерозоя (Волго-Уральский НГБ) до верхнего венда (восточная часть Тимано-Печорского НГБ, и юго-восточная часть Прикаспийского НГБ). Поздненвендский возраст этой границы предполагается и для территории Баренцевоморской НГБ и Предкавказско-Мангышлакского НГБ. Хотя данными бурения в

толще, кроющей эту границу, отложения древнее девона здесь пока не установлены. В разрезе Южно-Каспийской НГБ стратиграфическое положение геодинамической границы «К₀» (кровля консолидированной коры) однозначно определить не удалось. Условно она принята на уровне верхнего мела.

Геодинамическая граница «Ф» (кровля складчатого комплекса осадочного чехла) как самостоятельный сейсмический горизонт выделяется в пределах Предкавказско-Мангышлакского НГБ (в зоне кряжа Карпинского), и Тимано-Печорского НГБ (на востоке Тиманского кряжа). В Предкавказско-Мангышлакском НГБ по данным бурения эта граница проходит в подошве триаса, а Тимано-Печорском НГБ – внутри венда.

Геодинамическая граница «Р» (кровля «доплитного» комплекса осадочного чехла) располагается в пределах: а) Баренцевоморского НГБ на уровне нижнего карбона; б) Тимано-Печорского НГБ – нижнего франа; в) Волго-Уральской НГБ – нижнего венда; г) Прикаспийского НГБ – нижнего девона; д) Предкавказско-Мангышлакского НГБ – средней юры; е) Южно-Каспийского НГБ – палеогена.

Перечисленные выше геодинамические границы определяют пространственное положение внутри земной коры НГБ возрастных подразделений глобального и регионального уровня (элементы латерального ряда модели геодинамической специализации), такие как консолидированная кора, складчатый комплекс осадочного чехла, доплитный комплекс осадочного чехла и плитный комплекс осадочного чехла. Плитный и доплитный комплексы осадочного чехла серией регионально прослеживаемых опорных отражающих горизонтов, связанных с поверхностям эрозионных несогласий, в свою очередь, подразделяются на возрастные подразделения регионального уровня (элементы латерального ряда модели тектоно-седиментационной специализации) – сейсмогеологические этажи и квазисинхронные сейсмокомплексы. Общее количество сейсмогеологических этажей и квазисинхронных сейсмокомплексов, а также возрастной диапазон каждого из них, в разрезе плитного и доплитного НГБ различен и зависит от сложности истории развития бассейна.

История формирования современной структуры Баренцевско-Каспийской системы НГБ

Баренцевско-Каспийская система НГБ является частью глобального Центрально-Евразийского пояса нефтегазоносности. Эта система НГБ располагается на стыке четырех крупнейших структур Евразийской континентальной литосферной плиты: Восточно-Европейской древней платформы, Евразийской молодой платформы, Альпийско-Памирского складчатого пояса и Северного океана атлантического типа. Большая часть нефтегазоносных бассейнов этой системы НГБ (Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Прикаспийский, Предкавказско-Мангышлакский), относятся к Евразийской молодой платформе. Волго-Уральский НГБ является частью Восточно-Европейской древней платформы, а Южно-Каспийский НГБ – Альпийско-Памирского складчатого пояса.

Баренцевоморский бассейн занимает крайнее северное положение в системе. Мощность осадочного чехла в этом бассейне достигает 20 км и в его осевой зоне этот чехол налегает, вероятно, непосредственно на коре океанского или субокеанского типа, а на периферии подстилается докембрийским кристаллическим

фундаментом старше одного миллиарда лет. Активное погружение бассейна началось, видимо девонским рифтингом и разрез его выполнения включает отложения среднего и верхнего палеозоя и мезозоя. Особенно большой мощности – до 7 км здесь достигает триас. В бассейне в мезозойских отложениях в последние годы открыты весьма крупные газовые месторождения: Мурманское (газ) Северо-Кильдинское (газ), Штокмановское (газ, конденсат), Ледовое (газ, конденсат) и Лудловское (газ, конденсат).

Тимано-Печорский бассейн отделен от Баренцевоморского бассейна широкой зоной разломов. Фундамент этого бассейна более молодой – верхнепротерозойский; чехол начинается отложениями верхов кембрия – ордовика и включает в основном палеозойские отложения, которые и являются нефтегазоносными, в особенности девон и нижний карбон. Мезозой пользуется незначительным распространением и залежи углеводородов в нем присутствуют лишь на севере, в триасе о. Колгуев. С юго-запада Тимано-Печорский бассейн ограничен Тиманской грядой, юго-восточным концом примыкающей к Уралу. Она отделяет этот бассейн от следующего к югу, Волго-Уральского.

Волго-Уральский бассейн выполнен толщей морских отложений девона-перми и его нефтегазоносность связана, как и в Тимано-Печорском бассейне, в основном с верхнедевонско-нижнекаменноугольными образованиями. Фундамент этого бассейна наиболее древний – он сложен глубокометаморфизованными породами и гранитами раннекембрийского, в основном архейского возраста. На юге по системе широтных дислокаций он непосредственно граничит с Прикаспийским бассейном.

Прикаспийский бассейн представляет собой крупную и весьма глубокую впадину округло-овальных очертаний, наполненную исключительно мощной (22–24 км) толщей осадочных образований палеозоя, мезозоя и кайнозоя, залегающей в центральной части бассейна непосредственно на коре субокеанического типа. Палеозойская толща Прикаспийского бассейна включает на уровне верхов нижней Перми мощную галогенную формацию, с которой связано образование в вышележащих отложениях многих сотен соляных куполов, составляющих характерную его особенность. Но, с точки зрения нефтегазоносности, еще большее значение представляет развитие на подсолевом, девонско-нижнепермском уровне на периферии бассейна карбонатных платформ, к которым приурочены гигантские газовые и нефтяные месторождения (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Астраханское).

Восточным обрамлением всех четырех вышеперечисленных бассейнов является простирающаяся на три тысячи км Урало-Новоземельская покровно-складчатая система, Уральская часть которой сформирована в конце палеозоя, а Пайхой-Новоземельская – в конце триаса – начале юры. Эта система сопровождается с южной стороны почти столь же протяженной системой передовых позднепалеозойских-раннемезозойских молассовых прогибов. Тимано-Печорский и Волго-Уральский бассейны включают на востоке эти прогибы, которые и составляют их наиболее глубокие – до 12–15 км – части.

Прикаспийский бассейн на юге отделяется пересекающей самую северную часть Каспийского моря погребенной позднепалеозойской складчатой зоной, известной в западном обрамлении моря как Донбасс-Туаркырская или «погребенный кряж Карпинского» и выходящего в восточном обрамлении моря на полу-

остров Мангышлак. Именно поднятие этой зоны в середине ранней перми превратило Прикаспийскую впадину в огромный полузамкнутый солеродный бассейн. К югу от нее, в основном уже в триасе, зародился следующий Предкавказско-Мангышлакский бассейн, продолжавший затем активно развиваться на протяжении остального мезозоя и в кайнозой. Складчатое основание Предкавказско-Мангышлакского бассейна образовано в основном палеозойскими отложениями, хотя может включать и породы докембрия. На юго-востоке этот бассейн включает Терско-Каспийский передовой молассовый прогиб альпийского сооружения Большого Кавказа, его восточной части. Диапазон нефтегазоносности включает весь мезозой, палеоген и миоцен. На юге Апшеронский порог отделяет в море Предкавказско-Мангышлакский бассейн от Южно-Каспийского.

Южно-Каспийский бассейн, подобно Прикаспийскому представляет крупную и глубокую округло-овальную впадину, в которой мощность осадочного выполнения также достигает 22–24 км, а кора в Центральной части имеет субокеанический тип. На востоке и западе бассейн выходит на сушу и включает в первом случае Западно-Туркменскую, а во втором Нижне- и Среднекуринскую впадины. Среднекуринская впадина представляет собой одновременно межгорный молассовый прогиб между Большим и малым Кавказом, а Нижнекуринская – между Большим Кавказом и горным сооружением Талыша.

Разрез осадочного выполнения Южно-Каспийского бассейна включает в основной своей части мощную толщу плиоцен-четвертичных отложений и именно с нижнемиоценовой песчано-глинистой формацией, известной как продуктивная толща, в Азербайджане и красноцветная в Туркменистане связана богатейшая нефтегазоносность бассейна. Однако на суше нефтяные и газовые отложения известны и в более древних отложениях – до верхнемеловых включительно. Время зарождения Южно-Каспийского бассейна, его центральной, безграничной части, остается точно не установленной. Оно может относиться к концу мела – началу палеогена, подобно Восточно-Черноморской впадине, если связывать его с раскрытием окраинного моря в тылу вулканической дуги Эльбурса (горного сооружения на севере Ирана). На суше в фундаменте бассейна залегают островодужные вулканогенные образования юрско-мелового возраста, подстилаемые, судя по разрезу Малого Кавказа, метаморфитами и гранитами верхнего протерозоя-палеозоя. Южно-Каспийский бассейн – самое южное звено Баренцевоморско-Каспийского нефтегазоносного пояса. Он обрамлен на юге в Иране мощным горным поясом основной части Альпийско-Гималайского пояса Евразии.

Общей чертой строения Баренцевоморско-Каспийской системы бассейнов является то, что консолидированная кора в их пределах повсеместно затронута деструктивными процессами, а в ряде из них Баренцевоморском, Прикаспийском и Южно-Каспийском бассейнах, деструкция дошла до субокеанической стадии. Именно в этих бассейнах мощность осадков достигала рекордной величины в 20 и более км, что в решающей степени определило их углеводородный потенциал. Периодически во всех бассейнах возникали условия, особенно благоприятные для накопления органического вещества – доманиковые фации в верхнем девоне Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов, баженотипные в верхах юры Баренцевоморского бассейна, майкопские – в олигоцене и нижнем миоцене Предкавказско-Мангышлакского и Южно-Каспийского бассейна, диатомовые –

в Южно-Каспийском бассейне. Но генератором углеводородов, несомненно, служили и толщи, менее обогащенные ОВ, причем не только морские, но и озерно-дельтовые.

Формирование современной структуры осадочного чехла и консолидированной коры региона происходило в течение последних 700–800 млн лет. Тектоническая история этого интервала времени развития региона с определенной долей условности может быть подразделена на три этапа. Первый, наиболее длительный этап охватывает конец неопротерозоя и весь палеозой. Он соответствует отрезку времени, в течение которого завершился распад Родинии и проходило становление последней позднепалеозойской Пангеи. Второй этап, позднепермско-раннеюрский отвечает времени существования этой Пангеи в качестве единого суперконтинента, ограниченного со всех сторон зонами субдукции. На данном отрезке времени подавляющая часть её территории развивалась в тектоническом режиме сводово-глыбового орогенеза, обусловленного геодинамическими процессами, проходящими на уровне литосферы (изостатическое выравнивание) и нижней мантии (плюм-тектоника). Третий этап, юрско-кайнозойский распадается на два подэтапа: юрско-меловой, предшествующий распаду Пангеи, и поздний мел-кайнозой – это время её распада и формирования молодых океанов [1, 19, 15]. В течение первого этапа под воздействием геодинамических процессов на окраинах литосферных плит формируются аккреционные, коллизионные и аккреционно-коллизионные складчатые сооружения, которые в настоящее время слагают полихронный комплекс консолидированной коры региона. Так, докембрийские структурно-тектонические комплексы (тиманиды) консолидированной коры Тимано-Печорской и Северо-Карской плит – это результат аккреционных процессов позднерифейско-ранневендского времени на активной окраине суперконтинента Родиния, обращенной к палео-Азиатскому океану. Докембрийские структурно-тектонические комплексы (кадомиды) консолидированной коры Скифской и Западно-Туранской плит это продукт коллизионных процессов при столкновении Гондванских континентов с Балтией. Додевонские комплексы (каледониды) основания Свальбардской плиты сформированы под воздействием коллизионных процессов в зоне столкновения Восточно-Европейского и Северо-Американского палеозойских континентов. Палеозойские (каледонско-герцинские) комплексы в основании чехла Южно-Каспийского НГБ – это итог длительных аккреционных процессов, проходивших на окраинах Восточно-европейского палеозойского континента обращенных к океану палео-Тетис и коллизионных процессов при столкновении микроконтинента Кимерия с активной окраиной Евразии. Одновременно с наращиванием новых объёмов консолидированной коры вдоль границ континентальных литосферных плит и в швах их столкновения, по периферии этих областей (коллизионно-, либо аккреционно-складчатых сооружений), в осадочных бассейнах, идет накопление платформенных комплексов палеозоя, которые слагают нижние части разреза осадочного чехла Свальбардской (эпикаледонской), Северо-Карской, Тимано-Печорской, Баренцевоморской и Прикаспийской (эпибайкальских) плит.

Второй этап в развитии региона (конец перми, триас и начало юры) это время становления в его пределах новой генерации эпиконтинентальных бассейнов различного типа: внутриконтинентальных глубоководных морей, межгорных впадин и предгорных прогибов. Осадочные бассейны новой генерации группи-

руются в три пространственно разобщенных ареала: арктический, уральский и каспийский. Бассейны арктического ареала располагались в пределах в области сочленения Урало-Монгольского внутриконтинентального пояса сводово-глыбовых поднятий с Анюйским океаном. Здесь формируется Баренцевоморский бассейн типа внутренних континентальных морей, который наследует предшествующий ему палеозойский периконтинентальный бассейн. Бассейны уральского ареала протягиваются вдоль границы палеозойской платформы с Урало-Монгольской областью сводово-глыбовых поднятий. В конце перми здесь закладывается система бассейнов предгорного типа (Косью-Роговский, Коротайхинский и Предуральский), которые развиваются до конца триаса [15]. Они, как правило, наследуют предшествующие им бассейны краевых прогибов платформ (форедип). Бассейны каспийского ареала пространственно и генетически связаны с активной окраиной Евразийской плиты, обращенной к реликтовому океану Палео-Тетис. Здесь в течение триаса и в начале юры продолжают развиваться бассейны предшествующего геотектонического цикла окраинноморского типа (Донбасс-Туаркырский) и закладываются новая генерация бассейнов задугового типа (Таврический).

Третий, заключительный этап (поздняя юра, мел и кайнозой) – это период развития Баренцево-Каспийской системы НГБ на севере, в режиме пассивной континентальной окраины, в центральной части – в платформенном, а на юге – в коллизионном режиме. Режим пассивной окраины, характерный для Баренцевоморского региона охватывал обширную область границы, которая протягивалась далеко на запад, включая Гренландию и Северо-Канадский шельф. Важно отметить, что эта область постоянно подвергалась деструкции, вначале под воздействием спрединговых центров продвигавшихся со стороны Пацифика (ранний мел), а затем (начиная с позднего мела) со стороны Атлантики (Шипилов, 2004). В этот период времени в пределах Баренцево-Каспийского региона, формируется система бассейнов кратогенного типа, которые образуют два ареала прогибания: северный – Баренцевоморско – Тимано-Печорский и южный – Каспийский, куда входит территория Прикаспийской впадины и Скифско-Туранской плит.

Таким образом, Баренцево-Каспийский регион в течение фанерозоя находился в зоне проявления активнейших тектонических движений, вызванных ходом геодинамических процессов на границах столкновения литосферных плит. По его обрамлению выделяются коллизионно-складчатые сооружения байкальского, каледонского, герцинского, киммерийского и альпийского возраста. Вместе с тем он граничит с самыми молодыми на Земле областями океанообразования. Такой широкий спектр литосферных структур, сконцентрированных в регионе, свидетельствует, что формирование обширных и глубоких осадочных бассейнов в его пределах протекало на фоне активных разномасштабных и разнонаправленных тектонических и геодинамических процессов. Эти процессы сопровождалась существенной переработкой консолидированной коры: её растяжением и погружением, насыщением магматическими телами, на этапах дивергентного развития; – её наращивания и утолщения за счёт тектонического «скупивания» и вертикальной аккумуляции на этапах конвергентного развития.

В пределах Баренцево-Каспийской системы НГБ платформенный режим развития установился в различное время: в Волго-Уральском НГБ – в позднем венде; в Прикаспийском, и, возможно, в Баренцевском НГБ – в конце ордовика;

Тимано-Печорском НГБ – в верхнем девоне; в Предкавказско-Мангышлакском НГБ – в конце ранней юры. Этот режим неоднократно нарушался фазами активизации тектонических движений, которые для каждой из перечисленных структур также были разновременные. В общей сложности, для всего региона и его близлежащего обрамления в фанерозое, выделяется несколько пиков активизации тектонических движений. Одни из них, совпадающие по времени с периодами общего растяжения литосферной плиты, сопровождались утонением земной коры, усилением погружения, формированием рифтовых структур и проявлениями базальтоидного магматизма (позднесилурийско-раннедевонский, позднедевонско-раннекарбонный, позднепермско-раннетриасовый, позднеюрско-раннемеловой). Другие – с периодами общего сжатия – формированием внутриплитных дислокаций, общим подъёмом территории и размывом верхних горизонтов коры (предфранский, предюрский, палеогеновый и неоген-четвертичный).

Заключение

Нефтяные и газовые месторождения известны на всех континентах и окраинах океанов, но их распределение и концентрация все же очень неравномерны и наблюдается определенное сосредоточение этих месторождений в некоторых крупных поясах. Эта особенность пространственного размещения нефтегазоносных бассейнов была впервые подмечена И.О. Бродом (1950), который выделил два глобальных пояса: Каспийское море – Персидский залив и Аляскинско-Мексиканский. Однако генетическая сущность отмеченной закономерности оставалось неясной. В последние годы к проблеме поясов нефтегазоносности обратился В.Е. Хаин (1998). Он выделил в качестве нефтегазоносного пояса цепочку нефтегазоносных бассейнов, расположенных на стыке Европы и Азии. Рассмотрев особенности строения этих бассейнов, он пришел к выводу, что в генетическом плане их объединяет однотипность механизмов формирования, связанная с рифтингом.

В рамках поставленной задачи по созданию комплексных четырехмерных моделей нефтегазоносных бассейнов востока Восточно-Европейского континента, анализа истории их формирования и развития были установлены общие закономерности, которые раскрывают и уточняют генетическую и прогностическую сущность понятия «пояс нефтегазоносности» введенного И.О. Бродом. При этом необходимо сразу оговорить, какая совокупность бассейнов удовлетворяет понятию «пояс нефтегазоносности». Нам представляется, что в качестве пояса нефтегазоносности, аналогичного по своим масштабам Аляскинско-Мексиканскому поясу, следует рассматривать обширную область, которая отвечает территории выделенной в своё время Р.Г. Гарецким (1972) в качестве Центрально-Евразийской молодой платформы. Все нефтегазоносные бассейны, расположенные в границах этой области в совокупности образуют Центрально-Евразийский нефтегазоносный пояс. Этот пояс протягивается в меридиональном направлении через всю Северную Евразию от Баренцевоморского шельфа на севере, до горных сооружений Памира на юге. Он состоит из двух систем НГБ: западной, Баренцевоморско-Каспийской (Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Прикаспийский, Предкавказско-Мангышлакский, Южно-Каспийский НГБ) и восточной, Карско-Афганской (Западно-Сибирский, Южно-Тургайский, Амударьинский, Афгано-Таджикский и Ферганский НГБ), разделенных Новоземельско-Тянь-

Шаньской цепью горных сооружений. Этот пояс нефтегазоносности относится к категории завершенного развития. Входящие в него бассейны составляют генетически единый ряд, который включает в себя всё разнообразие типов бассейнов, характерных для геодинамических обстановок на окраинах континентальных литосферных плит, последовательно сменявших друг друга в течении одного полного цикла Вилсона. Это рифтогенные и окраино-континентальные осадочные бассейны, которые формируются на этапе распада предшествующей Пангеи, а также задуговые, предгорных прогибов, межгорные и эпиконтинентальные бассейны коллизионных и аккреционных обстановок, возникающих на этапе сбора новых суперконтинентов и новой Пангеи. Пространственно пояса нефтегазоносности завершенного развития отвечают внутриконтинентальным подвижным поясам. В современной структуре выделяется два пояса такого типа: собственно Центрально-Азиатский и Алжиро-Персидский. Все остальные пояса нефтегазоносности: Аляскинско-Мексиканский, Восточно-Тихоокеанский, Западно-Африканский, Восточно-Атлантический, Малазийский относятся к категории поясов незавершенного развития. Максимальные начальные ресурсы углеводородов сосредоточены в поясах завершенного развития. Здесь же сосредоточено максимальное количество месторождений гигантов и сверхгигантов.

Литература

1. Атлас литолого-палеогеографических, структурных и геоэкологических карт Центральной Евразии Алматы, НИИ «ЮГГЕО», 2002.
2. Бабадоглы В.А., Джумагулов А., Шебалдина М.Г., Яцкевич С.В. Использование ритмичности осадконакопления при поисках нефти и газа. В кн.: Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых. Новосибирск: АН СССР, 1975. С. 166–167.
3. Бакиров А.А. Классификация локальных и региональных скоплений нефти и газа в земной коре. В кн. Геология нефти. М.: Наука, 1964. С. 141–152.
4. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1971. С. 1–11.
5. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1964, 166 с.
6. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. Вестн. МГУ. Сер. Геология. 1975. №6. С. 3–23.
7. Волож Ю.А. Осадочные бассейны Западного Казахстана (на основе сейсмостратиграфического анализа). Дисс. на соиск. уч. степени док. геол.-мин. наук, М.: 1991. 49 с. Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Певзнер Л.А., Шлезингер А.Е. Методология глубинного геологического картирования осадочных бассейнов. М., ВНИИГеосистем, 1995. 91 с.
9. Волож Ю.А., Антипов М.П., Леонов Ю.Г. Донбасс-Зеравшанский и Крымско-Копетдагский лениаменты – крупноамплитудные литосферные сдвиги. Материалы 2-й Международной конференции по проблеме нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, 2005. С. 23.
10. Основные итоги научной и научно-организационной деятельности за 1997–2001 гг. Институт Геологии и Геохимии имени академика Заварицкого. Информационный сборник. Екатеринбург: УрО РАН, 2002. 175 с.
11. Карта нефтегазоносности мира. Масштаб 1 : 15 000 000, Объяснительная записка. М., ВНИИ Зарубежгеология, 1994, 196 с.
12. Кунин Н.Я. Сейсмостратиграфический метод и его применение при изучении нефтегазоносных бассейнов СССР. Советская геология. 1983. №1. С. 92–104.
13. Ленных В.И., Панков Ю.Д., Петров В.И. Петрология и метаморфизм мигматитового комплекса // Петрология и железорудные месторождения мигматитового комплекса. Свердловск: УНЦ АН СССР, 1978. С. 3–45.

14. *Леонов Ю.Г.* Континентальный рифтогенез: современные представления, проблемы и решения // Геотектоника, 2001. № 2. С. 3–16.
15. *Мальшиев Н.А.* Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России. Екатеринбург: УрО РАН, 2002. 269 с.
16. *Маслов А.В., Оловянишников В.Г., Ишерская М.В.* Рифей восточной, Северо-Восточной и северной периферии Русской платформы и западной мегазоны Урала // Литосфера, 2002, №2. С. 54–95.
17. Международная тектоническая карта Европы Масштаб 1: 5 000 000. Третье издание. Гл. редакторы В.Е. Хаин, Ю.Г. Леонов. М.: Комиссия по международным тектоническим картам, 1998. 5 листов.
18. *Никишин А.М.* Тектонические обстановки внутриплитные и окраинноплитные процессы // М.: Изд-во МГУ, 2002. 366 с.
19. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция // под ред. ак. Ю.Г. Леонова и Ю.А. Воложа, Тр. ГИН РАН. Вып. 543. М.: Научный мир., 2004. 526 с.
20. *Перродон А.* Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1991. 359 с.
21. *Попов В.И., Тихомиров С.В., Макарова С.Д., Филиппов А.А.* Ритмостратиграфические (циклостратиграфические) и литостратиграфические подразделения. Ташкент: Фан, 1979. 112 с.
22. *Пудовкин А.А., Сапожников Р.Б., Волож Ю.А., Антипов М.П.* Оценка геологических ресурсов нефти и газа в пределах осадочных бассейнов Северного и Среднего Каспия на основе бассейнового анализа. Материалы 2-й Международной конференции по проблеме нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик. 2005. С. 128.
23. *Пучков В.Н.* Есть ли основания предполагать наличие в восточной Балтике реликтов пассивной окраины Родинии? // Материалы Междунар конф. «Магматизм на пассивных окраинах Родинии. Уфа, 2003, с. 5–6 и 39–40 (на русск. и англ.)
24. *Пучков В.Н.* Особенности строения и развития Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геологический сборник №4 ИГ УНЦ РАН. 2004. С. 3–10.
25. *Пучков В.Н.* Уралиды и Тиманиды, их структурные связи и место в геологической истории Урало-Монгольского складчатого пояса. Геол. и Геофиз., №1–2, 2003. С. 28–39.
26. *Пыстин А.М., Пыстина Ю.И.* Модель формирования уральского сегмента земной коры в раннем протерозое. Сыктывкар, КЕЦ УрО РАН, 2001. 32 с.
27. *Самыгин С.Г., Руженцев В.С.* Уральский палеоокеан: модель унаследованного развития // Докл АН, 2003, т. 392, №2. С. 226–229.
28. Тектоническая карта Баренцева моря и северной части Европейской России. М 1 : 2 500 000. Под ред. Н.А. Богданова, В.Е. Хаина. М.: Картография, 1996.
29. *Шитилов Э.В., Мурзин Р.Р.* Месторождения углеводородного сырья западной части Российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения // Геология нефти и газа. 2001. № 4. С. 6–19.
30. *Шитилов Э.В., Тарасов Г.А.* Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты: КНЦ РАН. 1998. 306 с.
31. *Шлезингер А.Е.* Региональная сейсмостратиграфия. М.: Научный мир, 1998. 144 с.
32. *Яцкевич С.В., Съестнова Л.П.* Ритмостратиграфия девонских и каменноугольных отложений Саратовского Поволжья. В кн. Литология подсолевого палеозоя Прикаспийской синеклизы. Труды НВНИИГ. Изд-во Саратов. Ун-та, 1977. С. 6–42.
33. *Antipov M.P., Volozh Yu.A., Puchkov V.N. et al.* Elements of four-dimensional models of oil and gas bearing basins // Abstr. of 32th IGC. Florence, 2004.
34. *Bally A.W., Snelson S.* Facts and Principles of world petroleum occurrence: realms of subsidence – Bull. Canad. Petroleum Geol. 6, 1980. P. 9–94.
35. *Bogdanova S.V., Kheraskova T., Johansson A., Pease V., Puchkov V.* The Meso-to Neoproterozoic evolution of the East European Craton // GSA Meeting. Seattle, 2003 In: GSA Abstracts with Programs. Vol. 35, No. 6, September 2003.
36. *Garetsky R.G.* The East European craton (EEC) adjoining the Tornquist-Teyseyre zone // EUROPROBE symposium Jablonna, 1991. P. 65–67.

37. *Gee D.* A tectonic model for the central part of the Scandinavian Caledonides // *Am. J. of Science*, Vol. 275-A, 1975, p. 468–515.
38. *Glasmacher U.A., Bauer W., Clauer N., Puchkov V.N.* Neoproterozoic metamorphism and deformation at the southeastern margin of the East European Craton, Uralides, Russia // *In J. Earth Sci (Geol Rundsch)* 2004. P. 921–944.
39. *Kheraskova T.N., Didenko A.N., Bush V.A., Volozh Yu.A.* The Vendian-Early Paleozoic History of the Continental Margin of Eastern Paleogondwana, Paleasian Ocean, and Central Asian Foldbelt. // *Russian Journal of Earth Sciences*, 2003, v. 5, No. 3. P. 165–184.
40. *Menshikov Yu., V. Puchkov et al.* Eurokaz Project: an attempt to solve some enigmas of the Pricaspian basin and adjoining territories // *Abstr. of 32th IGC. Florence, 2004.*
41. *Muslimov R.Kh.* Crystalline basement of the existing oil and gas basins as a possible hydrocarbon sources for the 21st century // *Georesources*, 7, 2003. P. 2–5.
42. *Puchkov V., Brown D., Perez-Estaun A., Alvarez-Marron J.* Controls of the Paleozoic continental margin on the Ural's foreland structure. *Abstr. of 32th IGC. Florence, 2004.*
43. *Scarrow J.H., Pease V., Fleutelot C., Dushin V.* The Late Proterozoic Enganepe ophiolite. Polar Urals, Russia: an extension of the Cadomian arc // *Prec. Res.*, v. 110, 2001. P. 255–275.
44. *Sloss L.L.* Tectonic and eustatic factors in the late Precambrian-Phanerozoic global sea level changes // *Geol. Soc. America Abstr.* 1973. Vol. 5. N7. P. 813.
45. *Vail P.R., Audemard F., Bowman S.A., Eisner P.N., Perez-Cruz C.* The Stratigraphic Signatures of Tectonics, Eustasy and Sedimentology – an Overview. *In Cycles and Events in Stratigraphy.* Einsele G., Richey W., Seilacher A. et al., (eds). Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1991. Chapter 6. P. 617–659.
46. *Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M. et al.* An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *In Sea-level changes: an integrated approach.* Tulsa: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Spec. Publ. 1988. N42. P. 39–45.
47. *Willner A., S. Sindern, T. Ermolaeva. U. Kramm, V. Puchkov, et al.* Typology and single grain U/Pb ages of detrital zircons from Proterozoic sandstones in the SW Urals (Russia): early time markers at the eastern margin of the Baltica. *Prec. Res.*, 134 (2003). P. 1–20.
48. *Willner, A.P., Wartho, J.-A, Kramm, U. & Puchkov V.N.* Laser ⁴⁰Ar–³⁹Ar ages of single detrital white mica grains related to the exhumation of Neoproterozoic and Late Devonian high pressure rocks in the Southern Urals (Russia) *Geol. Mag.*, 141 (2), 2004. P. 161–172.

АВЛАКОГЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.Н. Пучков, В.И. Козлов

Институт геологии Уфимского научного центра РАН
puchkv@anrb.ru

Восточная окраина Восточно-Европейской платформы (Русская плита) западнее складчатых структур Южного Урала до р. Волга в геологической литературе обычно называется Волго-Уральской областью (ВУО), где известны многочисленные месторождения углеводородов, входящих в состав одноименной крупнейшей нефтегазоносной провинции России (ВУНГП). ВУО имеет четкие границы: на севере – поднятие Тамана, на востоке – Уральская складчатая система, на юге – северный борт Прикаспийской впадины; на западе граница условная и проведена по Кажимскому инверсионному авлакогену и далее к югу на соединение с северо-западным бортом Прикаспийской впадины [4].

В настоящее время установлено, что в современной структуре Русской плиты позднепротерозойские отложения участвуют в строении двух главных типов структур осадочного чехла: рифейских авлакогенов или палеорифтов и вендских интра- и перикратонных синеклиз и впадин. На территории ВУО рифейские отложения установлены в Камско – Бельском, Серноводско – Абдулинском и Рязано – Саратовском авлакогенах (соответственно КБА, САА и РСА), имеющих достаточно четкое отражение в рельефе поверхности кристаллического фундамента в виде глубоких дифференцированных впадин. Общее направление и борта авлакогенов, а также их внутренняя структура определяются зонами региональных разломов, к которым приурочены дайки, силлы и редкие покровные излияния.

За последние 30–40 лет в ВУО пробурено более 100 параметрических и глубоких скважин: 7000 и 36 Арланские, 83 Калтасинская, 1 Сарапульская, 20005 Карачевская, 20007 Сулинская, 1 Кипчакская, 4 Аслыкульская, 62 Кабаковская, 2 Тюрюшевская, 50 Новоурнякская, 1 Леузинская, 1 Восточноаскинская и др., пройдены многочисленные сейсмические и опорные гравиметрические профили. В рифейских отложениях при сейсмических исследованиях МОГТ выявлено несколько региональных отражающих горизонтов (ОГ), главными из которых являются кровля и подошва существенно карбонатной калтасинской свиты нижнего рифея (III и IV ОГ), мощность которой в разных районах ВУО колеблется от 1250 до 2700–3600 м (Козлов, 2004). В результате анализа данных бурения и геофизических исследований получен огромный достоверный фактический материал, позволяющий достаточно полно восстановить историю геологического развития рассматриваемой ВУНПП.

В соответствии с существующей стратиграфической схемой [6], в верхнем докембрии ВУО выделены отложения нижнего, среднего и верхнего рифея и венда. Рифейский осадочный мегакомплекс, заполняющий авлакогены ВУО, имеет мощность свыше 10000 м и четко разделяется стратиграфическим несогласием в основании среднего рифея (рис. 1) на два комплекса: нижний из них включает осадочные последовательности раннего рифея, а верхний – среднего и позднего рифея. Это несогласие нарастает от складчатых структур Южного Урала (выпадение из разреза машакской свиты, залегающей в основании юрматинской серии типовых разрезов рифея Башкирского мегантиклинория) к западу. Действительно, на этих же широтах в ВУО базальные для серафимовской серии (средний рифей) песчаники тукаевской свиты (а местами в микрорифтах на Надеждинской и Орьебашской разведочных площадях – надеждинской свиты, см. рис. 1), залегают на различных толщах нижнего рифея: на углеродсодержащих алевропелитах кабаковской свиты (скв. 62 Кабаковская), на доломитах средней (скв. 4 Аслыкульская) и нижней (скв. 20007 Сулинская) частях калтасинской свиты и на породах кристаллического фундамента (скв. 11 Копей-Кубовская).

Нижний рифей. В ВУО в этот комплекс включены карбонатно-терригенные отложения кырпинской серии, приуроченные к основанию вскрытого разреза осадочных толщ додевона, подошва серии не вскрыта. По особенностям состава и последовательности напластования кырпинская серия расчленена на прикамскую и орьебашскую подсерии.

Прикамская подсерия в КБА сложена преимущественно разнородными мелкозернистыми породами песчаниками и алевролитами, содержащими прослои и пачки аргиллитов и доломитов, реже гравелитов и полимиктовых конгломератов. По составу и характеру чередования основных типов пород в ней выделены (снизу) петнурская, норкинская, ротковская и минаевская свиты суммарной мощностью 1013 м.

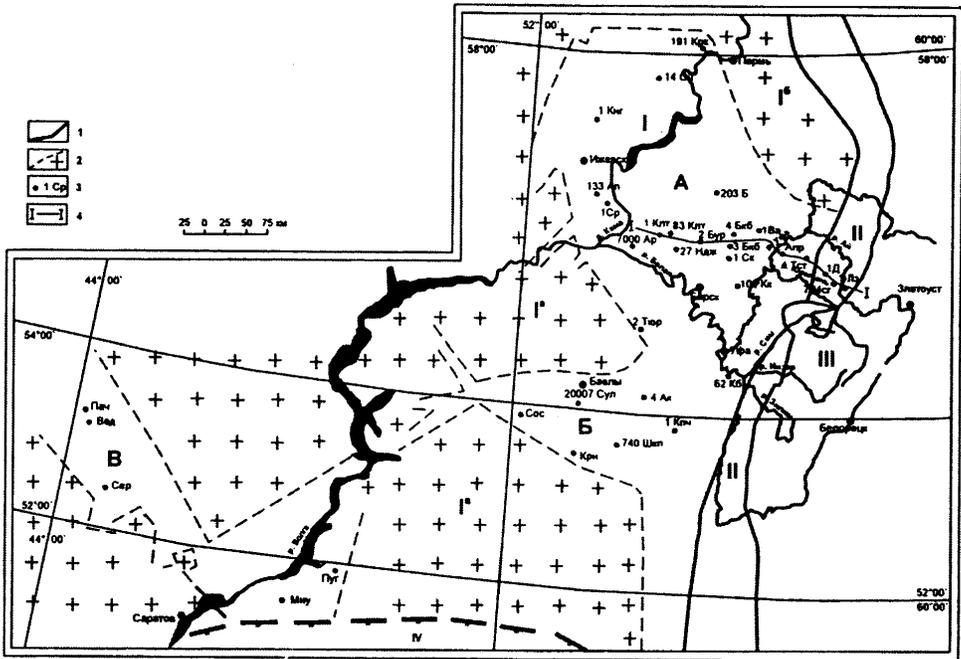


Рис. 1. Структурно – тектоническая схема.

1 – границы структур первого порядка: I – восточная окраина Восточно-Европейской платформы (Волго-Уральская область, авлакогены: А – Камско-Бельский, Б – Серноводско-Абдулинский, В – Рязано-Саратовский), II – Предуральский краевой прогиб, III – Уральская складчатая система, IV – Прикаспийская впадина; 2 – выступы пород кристаллического фундамента, своды: I^а – Татарский (восточный склон), I^б – Пермско – Башкирский, I^в – Оренбургский; 3 – местоположение скважины, её номер и название площадки; 4 – региональный сейсмический профиль.

Названия разведочных площадей: Ап – Азинопальниковская, Апр – Апрельовская, Ар – Арланская, Ак – Аслыкульская, Бкб – Байкибашевская, Б – Бедряжская, Бур – Бураевская, Вед – Веденяпинская, Ва – Восточноаскинская, Д – Дуванская, Кб – Кабаковская, Клт – Калтасинская, Кнг – Киенгопская, Кпч – Кипчакская, Крк – Краснокамская, Крн – Красноярская, Кк – Кушкульская, Лз – Леузинская, Мсг – Месягутовская, Миу – Миусская, Ндж – Надеждинская, Оч – Очерская, Пач – Пачелмская, Пуг – Пугачевская, Ср – Сарапульская, Ск – Северокушкульская, Сер – Сердобская, Сос – Сосновская, Сул – Сулинская, Тюр – Тюрюшевская, Шкп – Шкаповская.

В САА отложения подсерии вскрыты только на северо-востоке структуры и представлены полевошпат-кварцевыми песчаниками и алевролитами с прослоями гравелитов и реже аргиллитов (троицкая свита), а также полевошпат-кварцевыми алевролитами и песчаниками с прослоями доломитов и доломитовых мергелей (мизгиревская свита). Троицкая и мизгиревская свиты северо-востока САА являются соответственно возрастными аналогами ротковской и минаевской свит КБА и имеют общую мощность 93–443 м [6].

Базальная толща рифейского осадочного комплекса РСА по составу и облику близка к ротковской и троицкой свитам и представлена полевошпат-кварцевыми и полимиктовыми песчаниками гравелитами и реже конгломератами (тырницкая свита), залегающими с разрывом на породах кристаллического фундамента. Выше залегают красноцветные полевошпат-кварцевые песчаники и алевролиты с прослоями гравелитов и аргиллитов (инкашская свита). Общая мощность отложений прикамской подсерии в РСА около 1000 м.

Орьбашская подсерия в ВУО представлена терригенно-карбонатными отложениями калтасинской и кабаковской свит [2]. Как будет показано ниже, отложения этой подсерии имеют определяющую роль в оценке перспектив додевонских осадочных комплексов ВУНГП.

Калтасинская свита в КБА сложена доломитами и в меньшей степени известняками, отмечаются прослои и пачки аргиллитов и очень редко (в средней части разреза) полевошпат-кварцевых алевролитов и песчаников. В карбонатных породах свиты определены строматолиты и микрофитолиты, а в аргиллитах – микрофоссилии. По особенностям состава и порядку напластования свита расчленена на саузовскую, арланскую и ашитскую подсвиты, связанные между собой постепенными переходами. Подобное строение свиты выдерживается на всей площади ее распространения, где она образует единое сложно построенное геологическое тело, кровля и подошва которого являются прекрасными отражающими горизонтами. Благодаря этому калтасинская свита является основной региональной маркирующей толщей в разрезе допалеозойских осадочных комплексов ВУО. Мощность свиты в КБА колеблется от 1250 до 3600 м. В САА выделены только возрастные аналоги нижней части калтасинской свиты (саузовская подсвита). Это малокамышская свита, также представленная доломитами со строматолитами нижнего рифея. Мощность этой свиты 59–105 м. Аналоги отложений орьбашской подсерии в РСА отсутствуют.

Отмеченное выше колебание мощности калтасинской свиты объясняется положением конкретных скважин в прибортовых или центральных частях выделяемых в ВУО авлакогенов.

Вышележащая кабаковская свита вскрыта пока двумя скважинами (62 Кабаковская, восточная часть КБА и 1 Кипчакская, центральная зона КБА) и представлена темно-серыми и черными углеродсодержащими аргиллитами с обильными микрофоссилиями и слабо углеродистыми полевошпат-кварцевыми алевролитами и песчаниками. Нижняя граница свиты не вскрыта, мощность ее около 90 м. Кабаковская свита по своему составу и облику резко отличается от всех подстилающих свит нижнего рифея ВУО и выделение ее в качестве самостоятельного стратиграфического горизонта имеет принципиальное значение, так как слагающие ее углеродсодержащие алевропелиты рассматриваются в качестве нефтегазопроизводящих образований. Мощность отложений нижнего рифея в сводном разрезе КБА колеблется от 5300 до 9200 м [2].

Основной маркирующей толщей для рассматриваемого комплекса среднего рифея является тукаевская свита. Слагается она преимущественно кварцевыми песчаниками (95–98% общей мощности свиты), иногда содержащими зерна полевого шпата, резко подчинены алевролиты того же состава, аргиллиты и гравелиты. Песчаники тукаевской свиты хотя и не очень четко фиксируются на сейсмических профилях МОГТ, но являются прекрасным литологическим маркером в рифейских отложениях ВУО. Специфический состав и облик тукаевских песчаников остается почти неизменным во всех скважинах, пройденных в КБА и САА. Возможным аналогом этих песчаников в РСА являются красноцветные существенно кварцевые и полевошпат-кварцевые песчаники нижней части ртищевской свиты.

Своеобразным маркирующим горизонтом для серафимовской серии является ольховская свита, представленная аргиллитами (преобладают), полевошпат-кварцевыми и кварцевыми алевролитами с прослоями песчаников того же состава и облика, доломитовых мергелей и доломитов. Эта свита на всей площади своего распространения в КБА и САА имеет выдержанный состав, пеструю окраску (розовую, красную, бурую, красновато-коричневую), для пород характерны специфические текстуры взмучивания и обрушения со следами местного перерыва. Алевролиты свиты могут служить покрывками в локальных структурах. В скважинах 1 Кипчакская, 62 Кабаковская, 100 Кушкульская и 1 Леузинская в основании ольховской свиты вскрыты темно-серые и черные углеродсодержащие аргиллиты с микрофоссилиями, содержащие прослои светло-серых полевошпат-кварцевых алевролитов (акбердинская толща). Мощность ее 56–92 м. Она рассматривается как нефтегазопроизводящая толща [3].

Верхний рифей. Этот комплекс в ВУО имеет наибольшее распространение и включает карбонатно-терригенные отложения (пестроцветные песчаники и алевролиты кварцевого состава, аргиллиты, известняки и доломиты) абдулинской серии, которая расчленена на леонидовскую, приютовскую, шиханскую и леузинскую свиты. Серафимовская и абдулинская серии связаны постепенным переходом [7, 1], что подробно описано нами ранее [3, 2 и др.] Мощность рассматриваемого комплекса в различных районах КБА и САА колеблется от 800–1000 м до 2000–2600 м [2].

Основной маркирующей толщей для абдулинской серии является леонидовская свита, представленная песчаниками кварцевыми с резко подчиненными и маломощными прослоями алевролитов того же состава и аргиллитов. Песчаники обычно розовато-серые, розовато- и красновато-коричневые, реже сиреневато- и светло-серые и белые, с характерными мучнисто-белыми скоплениями каолинита размером от 0,5–1 до 5–7 мм, беспорядочно и крайне неравномерно распределенными в породе. Именно это определяет специфический облик песчаников леонидовской свиты, являющихся одним из лучших маркирующих горизонтов при межрегиональной корреляции верхнедокембрийских отложений ВУО.

Верхняя часть рассматриваемого ВУО сложена пестроцветными известняками (шиханская свита, мощность 170–370 м) и серыми и темно-серыми доломитами (леузинская свита, мощность 235 м).

Описанные отложения КБА и САА сопоставляются только с низами каратавия (нижне- и частично среднекаратауская подсерии, соответственно кипчакский и тангаурский горизонты), остальная часть разреза стратона в этих структурах размыта.

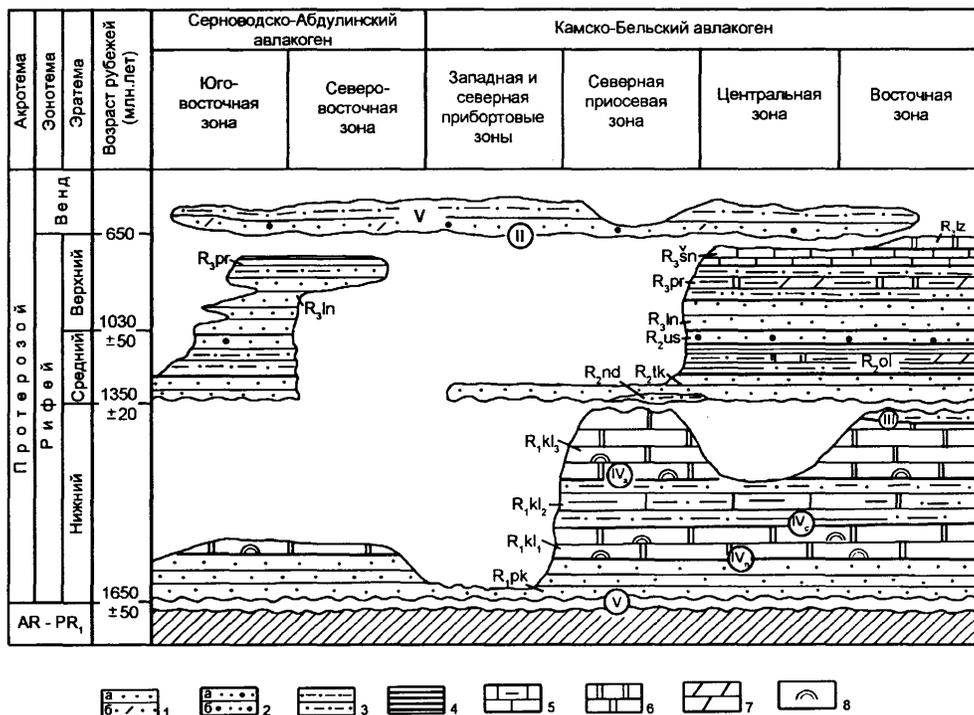


Рис. 2. Схема сейсмо-хроностратиграфической корреляции рифейских осадочных комплексов ВУО.

Условные обозначения: 1–2 песчаники: 1 – кварцевые (а), полимиктовые (б), 2 – полевошпат-кварцевые (а), аркозовые (б); 3 – алевролиты, 4 – аргиллиты, 5 – известняки и их глинистые разности, 6 – доломиты, 7 – мергели, 8 – строматолиты. Стратиграфические подразделения: R – рифей (R₁ – нижний, R₂ – средний, R₃ – верхний), V – венд. Подсерия: pk – прикамская. Свиты: kl – калтасинская, подсвиты: kl₁ – саузовская, kl₂ – арланская, kl₃ – ашитская; kb – кабаковская; nd – надеждинская; tk – тукаевская; ol – ольховская; us – усинская; ln – леонидовская; pr – приютовская; sn – шиханская, lz – лезинская.

Возрастные аналоги абдулинской серии в юго-восточной зоне РСА, отвечающие верхам сомовской серии, представлены существенно кварцевыми песчаниками (верхняя пачка ртищевской свиты, мощность 480 м, сопоставимая с леонидовскими песчаниками), а также полевошпат-кварцевыми разномзернистыми песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов (цнинская свита, мощность 380 м, условно сопоставимая с приютовской свитой САА и КБА). Более высокие горизонты верхнего рифея в РСА вскрыты только в юго-восточной зоне, где они включают карбонатно-терригенные отложения иргизской, белынской, секретаркинской (пересыпкинская серия), веденяпинской, воронской и красноозерской (пачелмская серия) свит, общей мощностью 1200–1300 м.

Образование рифейского мегакомплекса связано с процессами рифтогенеза в начале рифея. Дальнейшее развитие авлакогенных структур широтного и северо-западного простирания связано преимущественно с постумными опусканиями и образованием более широких осадочных бассейнов на месте рифта. Рифтовые

процессы на территории современного Урала и Тимана повторялись в начале раннего, среднего и в конце позднего рифея и в раннем венде, где ярко проявился рифтовый вулканизм (айская, машакская, саблегорская свиты, дайковые рои, вулканиты Кваркушского и аршинские метавулканиты востока Башкирского мегантиклинория). Позднерифейско-ранневендское поднятие в конечном счете модифицировало очертания авлакогенов и сузило их, сократив верхние части их стратиграфического разреза; эрозия усугубилась ранневендским оледенением.

Проведенные работы и материалы предыдущих исследований показывают, что в сводном разрезе верхнедокембрийских осадочных последователей ВУО присутствуют нефтегазопроизводящие толщи и песчанико-алевролитовые породы и аргиллиты (потенциальные коллекторы и покрывки), имеющие мощность от десятков до сотен метров. Здесь известны многочисленные нефте-, газо- и битумопроявления.

В допалеозойских осадочных комплексах ВУО наиболее широким распространением пользуются пестро- и зеленоцветные породы, которые формировались в окислительных, слабоокислительных и нейтральных обстановках и характеризуются низким содержанием ОВ. Количество $C_{орг}$ в них, как правило, не превышает сотых долей процента, содержание битумоидов изменяется от следов до тысячных долей процента (фоновая составляющая – тысячные доли процента). В то же время в этих отложениях имеются отдельные пачки и толщи темно- и сероцветных пород, формировавшихся в восстановительных и слабовосстановительных условиях. Они выделяются относительно повышенным содержанием ОВ, которое изменяется в среднем от 0,1 до 0,3%, реже до 0,75%, в единичных случаях достигает 2,5–9,9%. Фоновая битуминозность составляет сотые, реже десятые доли процента. Всё это указывает на то, что эти породы можно рассматривать как первично-битуминозные (нефтегазопроизводящие толщи). Они развиты в составе саузовской и ашитской подсвит калтасинской свиты и в кабаковской свите нижнего рифея, в акбердинской толще ольховской свиты среднего рифея, в кармалинской толще приютовской свиты верхнего рифея, в старопетровской и карлинской свитах венда. Перечисленные свиты и толщи залегают на глубинах от 1800 до 5500 м.

В сводном разрезе рифейских комплексов, выполняющих авлакогены ВУНГП, выделяется несколько уровней существенно песчаниковых толщ, которые могут служить коллекторами для УВ. В нижнем рифее это песчаники норкинской и ротковской свит, в среднем рифее – тукаевской и усинской свит, в верхнем рифее – леонидовской свиты и кожайской подсвиты приютовской свиты. Изучение коллекторских свойств этих песчаников и песчанико-алевролитовых пород показало, что они обладают в целом низкими коллекторскими свойствами. Это в основном непроницаемые и слабопроницаемые, низко- и малоёмкие коллектора. Песчаники с удовлетворительными коллекторскими свойствами отмечаются лишь в отложениях ротковской и тукаевской свит, которые относятся к мало- и среднеёмким и среднепроницаемым коллекторам. В виде исключения, среди терригенных пластов и толщ рифея встречаются пачки песчаников с повышенными коллекторскими свойствами (средне- и высокоёмкие коллектора), которые, по-видимому, связаны с зонами развития трещиноватости. Покрывками над породами-коллекторами могут быть: над песчаниками ротковской свиты – глинисто-мергельно-доломитовые породы минаевской свиты, над отложениями тукаевской свиты среднего рифея – глинисто-карбонатные отложения ольховской свиты.

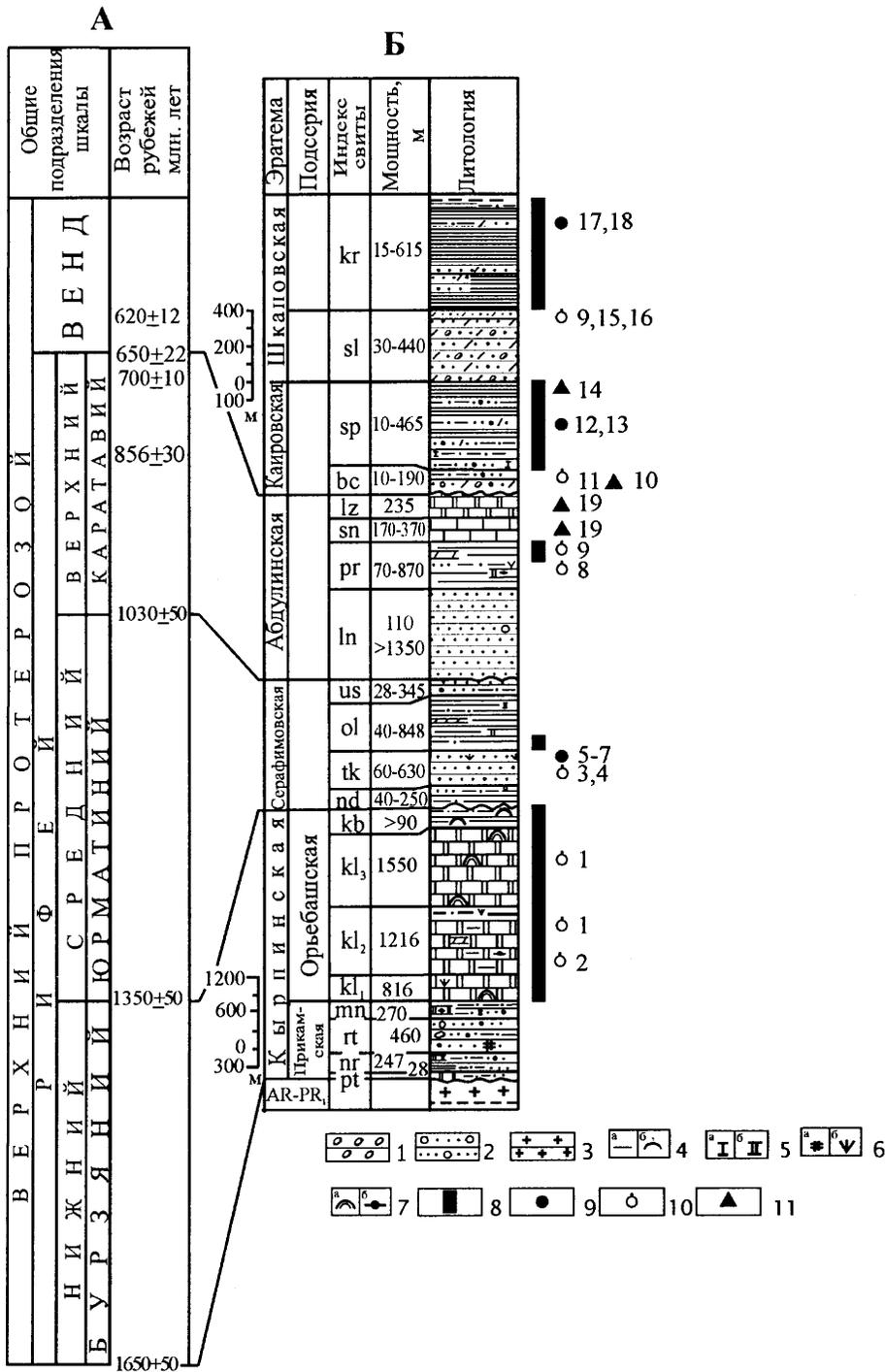


Рис. 3. Стратиграфическая схема верхнедокембрийских отложений Волго-Уральской области с проявлением УВ

1 – конгломерат, 2 – гравелиты, 3 – породы кристаллического фундамента; 4 – характеристика породы: глинистость (а), углеродистость (б); 5 – кальцитизация (а), доломитизация (б); 6 – минералы: ангидрит (а), глауконит (б); 7 – органические остатки: строматолиты (а), микрофитолиты (б); 8 – нефтегазопроизводящие толщи; 9 – 11 – проявления нефти (9), газа (10), битума (11).

Проявления нефти: 5 – 1 Копей-Кубовская; 6 – 77 Чекмагушская, 7 – 11 и 17 Орьебашские (тукаевская свита), 12 – Нижнеказанчинская, 13 – 2 Апреловская (старопетровская свита), 17 – 5 Старопетровская, 18 – 2 и 6 Сухопольские (карлинская свита). Проявления газа: 1 – 82 Орьебашская, 2 – 7000 Арланская (ашитская и арланская под-свиты калтасинской свиты); 8 – 59 Шкаповская, 9 – 5 Шиханская (приютовская свита); 11 – 20 Игровская (старопетровская свита), 15 – 51 Салиховская, 16 – 300 Ишимбаевская (салиховская свита).

Свиты: рт – петнурская; пг – норкинская; рт – ротковская; мп – минаевская; бс – байкибашевская; сп – старопетровская; сл – салиховская; кг – карлинская. Проявление битума: 19 – 1 Леузинская (шиханская и леузинская свиты), 10 – 103 Кушкульская (байкибашевская свита), 14 – 800 Сергеевская (старопетровская свита). Остальные условные обозначения см. рис. 2.

По аналогии с нефтегазоносными каменноугольными и пермскими отложениями можно предполагать наличие коллекторов в карбонатных породах калтасинской свиты. Пока таковые в ней не обнаружены, хотя в разрезе свиты развиты обломочные и органогенно-обломочные разности доломитов, реже известняков, которые в благоприятных условиях могут содержать как первичные, так и вторичные поровые и кавернозно-поровые коллекторы. Последние могут быть приурочены к биогермным или рифогенным образованиям. Отложения свиты, рассматриваемые как нефтегазопроизводящие, способны аккумулировать нефть и газ в трещинных коллекторах, которые могут образовываться в зонах повышенной тектонической активности. Например, к такой зоне, по нашему мнению, тяготеют юго-восточные районы Татарстана и прилегающие районы западного Башкортостана, где проявления надвиговой тектоники зафиксированы нами в скважинах 128 Тат-Кандызская и 1 Морозовская [1]. По всей площади распространения в составе калтасинской свиты отмечаются различные доломиты: хемогенные, обломочные (доломитовые песчаники, гравелиты и даже конгломераты), органогенные (строматолитовые и микрофитолитовые). Для доломитов характерно наличие обрывков и сгустков органического вещества (ОВ) сапропелевого типа и буровато-коричневых глинистых слоев, пропитанных битумом, наложенной кальцитизации терригенных прослоев и доломитов, вплоть до развития вторичных пористых известняков. В доломитах широко распространены текстуры взмучивания, оползания и обрушения, типичные для рифовых фаций.

Таким образом, приведенные выше материалы подтверждают высказываемое многими геологами предположение о возможной нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений ВУНГП. Эти породы имеют для этого все необходимые показатели: наличие нефтегазопроизводящих пород, прямые признаки нефтегазоносности в отдельных скважинах; из отложений верхнего докембрия получены притоки высокоминерализованных вод, что свидетельствует о благоприятном сочетании здесь пластов-коллекторов, флюидоупоров и соответствующих структурных форм – ловушек.

Литература

1. Верхний докембрий восточных районов Татарстана и перспективы его нефтегазоносности / Козлов В.И., Гатиятуллин Н.С. и др. Уфа: УНЦ РАН, 1995. 218 с.

2. Козлов В.И. Стратиграфия додевонских осадочных толщ западного Башкортостана // Первые Тимергазинские чтения. Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана: Материалы конференции. Уфа: Тау, 2004. С. 45–82.

3. Козлов В.И., Масазутов Р.Х., Лозин Е.В. и др. Стратиграфия и нефтегазоносность верхнего докембрия Волго-Уральской области // Стратиграфия, палеонтология и перспективы нефтегазоносности рифея и венда восточной части Восточно-Европейской платформы: Материалы Всерос. совещания. Ч. 1. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 1999. С. 40–48.

4. Пучков В.Н., Козлов В.И. Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. Материалы международной научно-технической конференции. Казань: Казанский университет. Георесурсы №1 (16), 2005. С. 24–27.

5. Семихатов М.А., Шуркин К.А., Аксенов Е.М. и др. Новая стратиграфическая шкала докембрия СССР // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1991. №4. С. 3–13.

6. Стратиграфические схемы рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснит. Записка. МСК России. Уфа, 2000. 91 с. и схема на 2-х листах.

7. Стратотип рифея. Палеонтология. Палеомагнетизм // Тр. ГИН АН СССР. 1983. Вып. 377. 183 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

*В.С. Чупров, Н.А. Мальшев, Л.А. Анищенко,
С.С. Клименко, Н.Н. Рябинкина*

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН
chuprov@geo.komisc.ru

Тимано-Печорский осадочный бассейн расположен на северо-востоке Европейской части России. В тектоническом плане он соответствует Печорской эпипайкальской плите и примыкающему к ней перикратону, ныне перекрытому образованиями Предуральского и Предпайхойско-Предновоземельского краевых прогибов, Западной и Центральной структурными зонами Урала и Пай-Хоем. Структурными ограничениями бассейна в пределах материковой части служат Тиманская гряда и Уральский кряж, в акватории – острова Новой Земли и зона Центрально-Баренцевоморских поднятий (см. рис.). В пределах континентальной части площадь бассейна составляет около 323 тыс. км², объем осадочных пород – 1,8 млн км³. Среди них на долю карбонатных образований приходится 55–60%, терригенных – 35–40%, солей и ангидритов – 2–5%. Осадочное выполнение Тимано-Печорского бассейна начинается с отложений раннего ордовика и в среднем имеет мощность 3–6 км, достигая во впадинах Предуральского краевого прогиба 10–12 км.

Тимано-Печорский бассейн по своему структурно-тектоническому положению относится к окраинноплитным структурам, а по эволюционному развитию – к гетерогенным осадочным бассейнам. Он имеет длительную и сложную историю формирования. В составе его осадочного выполнения отчетливо выделяются вертикальные и горизонтальные формационные ряды. Каждый из них характеризуется определенной пространственной локализацией и тектонической приуроченностью. Сложены они вполне определенным набором формаций и образуют

отдельные структурные ярусы. Последние разделены региональными перерывами и структурными несогласиями. В разрезе осадочного чехла выделяются: ордовикско-нижнедевонский, нижнедевонско (эмско)-среднедевонский, франско-турнейский, визейско-нижнеартинский, верхнеартинско-триасовый (раннеюрский?), среднеюрско-меловой и кайнозойский структурные ярусы. Они отражают последовательность тектонического развития бассейна – от активного прогибания территории, сопровождаемого обширными морскими трансгрессиями, до инверсии структурного плана и орогенеза. Разрез осадочного чехла бассейна характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности от верхнепротерозойских до среднетриасовых отложений и большим разнообразием типов ловушек и коллекторов. Такой широкий спектр особенностей нефтегазоносности региона дает шанс на открытие еще значительного количества месторождений углеводородов.

В тектоническом развитии бассейна выделяется ряд крупных этапов, сменяющих друг друга во времени и различающихся типом формирующихся структур, их морфологией, объемами, полнотой стратиграфических разрезов и набором формаций. Этапы разделены эпохами региональных перерывов, соответствующих рубежам интенсивных структуроформирующих движений. При этом последние проявлялись в течение всей эволюции бассейна в различных геодинамических условиях. На ранних (до ранне-каменноугольного времени) этапах это преимущественно условия растяжения, в последующие этапы преобладали обстановки сжатия. Важнейшим тектоническим событием в эволюции ПБ явилось широкое проявление в среднедевонско-раннефранское время процессов рифтогенеза, сменившихся в раннекаменноугольное и главным образом в средне-, позднекаменноугольное время инверсионными процессами с образованием линейных валообразных навешенных структур.

Тектонический облик нижних горизонтов осадочного чехла сформировался в основном в результате предсреднедевонских и раннефранских структуроформирующих движений. В последующем эти структуры на большей части бассейна почти не претерпели существенных изменений, несмотря на смену геодинамических режимов, широкое развитие процессов инверсии и др. Они большей частью оказались как бы «законсервированными» и потому в современной структуре бассейна не согласуются с общей структурой позднедевонско-триасового, юрско-мелового и кайнозойского комплексов. Все многообразие тектонических элементов последних образовалось интенсивными структуроформирующими движениями в предвизейское, позднекаменноугольно-раннепермское, предтриасовое и в основном в предсреднеюрское время. Это обусловило общую наложенность структур верхних горизонтов по отношению к нижним структурам, которые выделяются по подошве осадочного чехла и кровле ордовикско-нижнедевонского яруса.

В целом бассейн характеризуется сложным характером взаимоотношений унаследованных и наложенных тектонических новообразований. Специфика его внутренней структуры обусловлена следующими факторами: принадлежностью к Урало-Монгольскому подвижному поясу, промежуточным положением Печорской плиты в эволюционном ряду от древних плит к молодым, складчато-платформенным типом бассейна, относительной молодостью фундамента и сравнительно коротким геологическим временем перерыва между консолидацией позднедокембрийского (рифейского) фундамента и началом накопления плитного осадочного чехла, что определило появление в нем активных линейных структур.

палеобассейнам, формировавшимся в определенных геодинамических режимах и претерпевшим в своем развитии длительную геологическую эволюцию.

Для Тимано-Печорского бассейна итогом дофанерозойского цикла геодинамической эволюции явилась консолидация рифейских образований, формировавшихся в различных геодинамических обстановках. В результате байкальской складчатости образовался фундамент Тимано-Печорского ОБ, на котором в течение последующих геодинамических циклов закладывались и развивались новые палеобассейны. Последние формировались в тесной взаимосвязи с заложением и развитием Уральского палеоокеана в геодинамических обстановках внутриплитной абортивной палеорифтовой зоны (на месте современного Печоро-Колвинского авлакогена), окраинно-континентальных рифтов, перикратонного прогиба и пассивной континентальной окраины, внутриплитных впадин и сводов. Структурный план их в значительной степени был унаследован от внутренней структуры и рельефа поверхности эпипозднекембрийского фундамента. В предсреднедевонское время он претерпел незначительные трансформации в условиях кратковременного тангенциального сжатия и последующего воздымания большей внутриплитной части Тимано-Печорского ОБ.

Начало следующего (среднедевонско-триасового) геодинамического цикла эволюции бассейна было тесно связано с регенерацией и активным развитием Печоро-Колвинской палеорифтовой зоны. Главную роль в становлении и эволюции последней играли разломы (в большей степени унаследованные, в меньшей – новообразованные), определившие ее архитектурный облик, схожий с таковым большинства мезозойских и современных рифтовых зон на древних и молодых платформах.

Дивергентный период с осадконакоплением в палеорифте, надрифтовой депрессии и перикратонном прогибе в конце карбона – начале перми сменился на конвергентный с преобладанием тангенциального сжатия, широким проявлением инверсионных процессов в пределах внутриплитной части суббассейна. На месте перикратона и пассивной континентальной окраины образовались краевой прогиб и западная структурная зона складчато-надвиговой области Урала.

Вслед за активными структуроформирующими тектоническими движениями в раннеюрское время наступил период изостатического выравнивания территории бассейна. В условиях погружения его северной части сформировался среднеюрско-меловой суббассейн, являвшийся частью обширного палеобассейна. Активные депоцентры прогибания и осадконакопления последнего располагались в акваториальной части современных Тимано-Печорского и Баренцевоморского ОБ.

Современный характер нефтегазоносности и распределения залежей в осадочном чехле сформировался за счет прерывисто-непрерывных процессов онтогенеза углеводородов в различных нефтегазоматеринских толщах, первичной и вторичной миграции флюидов, их консервации в виде залежей и переформирования последних на заключительных этапах геологического развития.

В истории развития Тимано-Печорского бассейна отмечается три периода основного накопления органического вещества – силурийский, девонский и пермский. При этом максимальные концентрации органики накапливались в определенных геоморфологических и литолого-фациальных зонах в более узкие возрастные интервалы. Распространение очень богатых и богатых нефтегазоматеринских толщ имеет локально-зональную зависимость и обусловлено условиями седимен-

тогенеза и тектогенеза. В ниже- и среднепалеозойских толщах очень богатые нефтегазогенерирующие породы связаны с черносланцевыми формациями депрессионных условий осадконакопления (плотность органического вещества ($C_{орг}$) $> 10^6$ т/км²). В отложениях позднего ордовика, силура и раннего девона они были широко развиты на северо-востоке бассейна в пределах Палеоурала. В окраинно-плитных и внутриплитных областях повышенные концентрации $C_{орг}$ (1–3%) также отмечены в глинистых известняках и доломитах в пределах отдельных палеовпадин на шельфе. Со среднефранского времени накопление доманикоидных толщ происходило в пределах платформенных областей бассейна и краевого прогиба. В разрезе глинисто-карбонатных отложений концентрации $C_{орг}$ в осадках снижается от глубоководных к прибрежным мелководно-морским.

Для терригенных толщ от среднего девона до поздней перми включительно по нарастанию концентраций $C_{орг}$ в глинисто-мергелистых породах выявляется следующий фациальный ряд: озерно-болотные отложения – 1,5–2%; мелководно-шельфовые – 1,5–4%; прибрежно-морские – 0,7–3%. Наряду с этим, в визейское время в озерно-болотных условиях происходило формирование угленосных толщ в центральной и южной частях Тимано-Печорского бассейна, а с кунгурского времени – и в северной части Предуралья краевого прогиба. Состав органического вещества изменяется от сапропелевого в нижнепалеозойских нефтегазоматеринских толщах, сапропелевого и гумусово-сапропелевого в среднепалеозойских до гумусового и сапропелево-гумусового в пермских толщах. При этом практически во всех толщах установлено широкое проявление окисленного органического вещества. В нижнепалеозойских толщах оно формировалось в приливно-отливных зонах прибрежных условий осадконакопления. Широкое распространение окисленного (инертинитового) органического вещества выявлено в аллювиально-дельтовых отложениях девона, карбона и особенно широко распространено в пермских отложениях. Угли и углистые толщи, формирование которых происходило в условиях активного водообмена с привнесом глинистого и кварцевого материала, также характеризуется инертинитовым компонентным составом. Инертинитовое вещество обнаружено также в турбидитных морских осадках перми.

Объем генерации углеводородов и нефтегазовый потенциал снижается от сапропелевого органического вещества к гумусовому. Минимальным нефтегазовым потенциалом обладают угли инертинитового типа. Выход битумоидов из инертинитовых углей на стадии МК₁ составляет не более 0,3% от количества органического углерода, из витринитовых углей 0,5–1%, из сапропелево-гумусового или гумусово-сапропелевого до 2–2,5%. Выход битумоидов из всех типов углей повышается к стадии МК₃, соответственно: до 0,5–0,6% из первых, до 2–2,5% из вторых и до 5–7% из третьих. Установлено, что в битумообразовании во всех случаях принимают участие одни и те же исходные органические компоненты. Биомаркеры углеводородов свидетельствуют о преобразовании бактериально-водрослевого исходного вещества и остатков высшей растительности. Соотношение средне- и высокомолекулярных алканов и изопреноидов меняется в зависимости от доли преобладающего компонента.

В ритмично переслаивающихся толщах перми и карбона чередуются породы озерно-болотных, лагунных, баровых, дельтовых и прибрежно-морских фаций. Они содержат различное по составу и количеству органическое вещество. Толщи терригенных пород, сформированные в условиях аккумулятивных равнин, харак-

теризуются низким углеводородным потенциалом. Толщи пород, накопленные в зонах перехода континентальных фаций в прибрежно-морские и озерно-лагунные, характеризуется в целом более высоким нефтегазовым потенциалом. Реализация углеводородного потенциала и генерация нефти и газа в различных областях происходила неодинаково по интенсивности и во времени. Фаза генерации нефти проявлялась с силура по нижний триас. С силурийского времени нефтегенерация проходила в восточной части Предуральского краевого прогиба. В районах современного сочленения платформы и прогиба сформировалась ранняя зона накопления нефти, которая позднее, в раннем фране, полностью (до образования самородной серы) или частично была разрушена. Отложения ордовика и силура западной части краевого прогиба и Верхнепечорской впадины вступили в фазу нефтегенерации в позднем девоне. В Хорейверской впадине преобразование силурийских отложений на первых этапах развития шло прерывисто с окислением в период тектонического «застоя» в раннем девоне и замедленного в начальной фазе мезокатагенеза. На рубеже ранней-поздней перми толщи силура только вступили в зону стадии МК₂. Отложения среднего франа вступили в фазу нефтегенерации в пермское время (P_{1ar}–P_{2kz}+t). В поздней перми-раннем триасе началась нефтегенерация в нижнекаменноугольных и нижнепермских отложениях. Процесс нефтегенерации в основном проходил в течение 150–200 млн лет с замедлением или ускорением на различных рубежах геологического развития. Периоды стагнации приходятся на средний девон – ранний фран и карбон. С позднеартинского времени на орогенном этапе развития, когда в Предуральском краевоm прогибе накапливались мощные морская и угленосная молассы, усилились процессы эмиграции и миграции углеводородов и дегазации недр.

Газоконденсатогенерация протекала в пределах прогиба и отдельных зон авлакогена с артинского времени на продолжении 50–60 млн лет. Зоны генерации метанового газа ограниченно развиты в Предуральском краевоm прогибе.

Корреляция «рассеянное органическое вещество – нефть» позволила четко установить генотипы силурийских, нижнедевонских, среднедевонских и доманиковых глинисто-карбонатных и франских терригенных и глинисто-карбонатных толщ. Основную долю в запасах нефти Тимано-Печорского бассейна составляют генотипы девонских отложений и среди них существенное место занимают нефти доманикового генотипа. Формирование углеводородных систем различного фазового состояния обусловлено генетико-катагенетическими особенностями органического вещества и миграцией углеводородов с последующей их трансформацией. В стабильных платформенных областях и в пределах Варандей-Адзвинской зоны сформировались нефтяные системы за счет автохтонных и перемещенных углеводородов. По геохимической характеристике нефти здесь полнокомпонентные, катагенные, разрушенные и смешанные. В Печоро-Колвинском авлакогене и Предуральском краевоm прогибе значительное развитие имеют перемещенные углеводороды. Формирование залежей здесь происходило за счет дифференциального разделения нефтегазоконденсатной системы или смешения разнотипных углеводородов. В этих зонах существенную долю составляют ретроградные нефти и нефтегазоконденсаты. Современный характер нефтегазонасности Тимано-Печорского бассейна в определенной степени обусловлен заключительным этапом герцинского тектогенеза за счет вертикальной миграции углеводородов при инверсии структурного плана региона.

ОБРАЗОВАНИЕ СВЕРХГЛУБОКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ КАК РЕЗУЛЬТАТ ЭКЛОГИТИЗАЦИИ БАЗАЛЬНОГО СЛОЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ КОРЫ

Е.В. Артюшков

Институт физики Земли РАН
direction@ifz.ru

Введение

Внутри континентов и на их окраинах существует ряд прогибов, где мощность осадков достигает 15–20 км и более. Сюда относятся, в частности, Баренцевская, Прикаспийская, Южно-Каспийская и Черноморская впадины. Механизм их образования представляет большой интерес как для поиска нефти и газа, так и для понимания основных процессов, формирующих земную кору. Причиной образования прогибов данного типа считается растяжение литосферы [1, 2 и др.], либо уплотнение пород основного состава в нижней коре вследствие фазовых переходов [3 и др.]. Сильно утоненную консолидированную кору с повышенными скоростями продольных волн в глубоких частях прогибов одни исследователи относят к континентальному типу [3, 4], другие считают ее океанической корой, образованную спредингом [1, 2 и др.]. В настоящей работе рассматриваются закономерности и физические механизмы образования Баренцевской и Прикаспийской впадин с мощностью осадков соответственно до 18 и 23 км. Для организации в них дальнейших поисков нефти и газа необходимо знать механизм образования впадин и характерные особенности их развития.

Баренцевская впадина

Интенсивность растяжения коры. Растяжение коры может быть подсчитано по сейсмическим профилям как сумма горизонтальных смещений (растяжения) разновозрастных слоев или фундамента на сбросах. При смещении слоя вдоль сброса по вертикали на Δh и угле падения сброса ϕ , растяжение на сбросе составляет $\Delta l = \Delta h \operatorname{ctg} \phi$. Полное растяжение равно сумме растяжения на всех сбросах на рассматриваемом участке. Рассмотрим, например, профиль рис. 1. Значительное растяжение, на 19%, т.е. в $\beta = 1,19$ раз, здесь имеет место только на участке **ab** в грабене глубиной до 17–18 км. Мощность осадков $h_{\text{ос}}$, заполнивших прогиб, образованный растяжением, равна

$$h_{\text{ос}} = [(\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{к}})/(\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{ос}})]h_{\text{к}}^0(1 - 1/\beta). \quad (1)$$

Здесь $\rho_{\text{м}} = 3280 \text{ кг/м}^3$ – плотность мантии под корой, $\rho_{\text{к}} = 2830 \text{ кг/м}^3$ – плотность коры, $\rho_{\text{ос}}$ – плотность осадков, $h_{\text{к}}^0$ – начальная мощность коры. Полагая $\rho_{\text{ос}} = 2550 \text{ кг/м}^3$, $h_{\text{к}}^0 = 40 \text{ км}$, $\beta = 1,19$ находим: $h_{\text{ос}} = 3,64 \text{ км}$. При средней глубине прогиба на участке **ab** около 11 км растяжение могло обеспечить 33% общего погружения. На остальной части профиля растяжение было слабым и составляло 1–5%.

На основной части Баренцевского прогиба, за пределами Восточно-Баренцевской мегавпадины, кора включает гранитный слой и относится к континентальному типу [2]. Как показывает более подробный анализ [5, 6], на подавляющем большинстве профилей в этих областях растяжение обеспечило не более 5% наблюдаемого погружения коры.

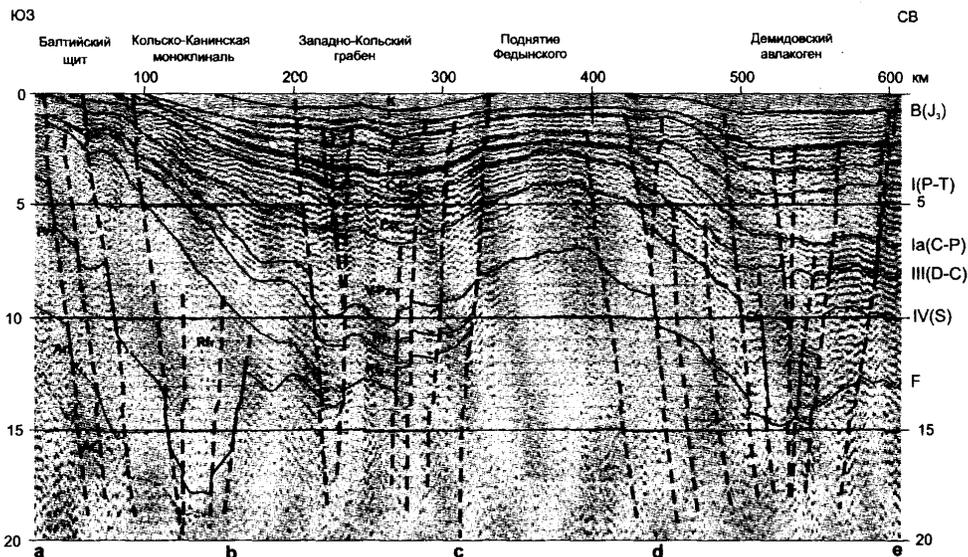


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез через юго-запад российской части Баренцева моря по профилю Балтийский шельф – Демидовский авлакоген (с изменениями по [2])

Континентальная кора в Восточно-Баренцевской мегавпадине. На океанической коре с возрастом ≥ 80 млн лет и толщиной $h_k^0 = 7$ км глубина воды составляет $h_b^0 = 5-5,5$ км. Увеличение толщины коры на Δh_k уменьшает глубину воды на величину

$$\Delta h_b = [(\rho_m - \rho_k)/(\rho_m - \rho_b)] \Delta h_k, \quad (2)$$

где $\rho_b = 1030 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды и $\rho_k = 2900 \text{ кг/м}^3$ – плотность океанической коры. При толщине коры в мегавпадине $h_k^1 = 14$ км, $\Delta h_k = h_k^1 - h_k^0 = 7$ км, и из (2) получаем: $\Delta h_b = 1,4$ км. Глубина воды во впадине на океанической коре толщиной 14 км должна быть равна $h_b^1 = h_b^0 - \Delta h_b = 3,6-4,1$ км. При сохранении изостатического равновесия, мощность осадков, заполнивших впадину на такой коре, будет равна

$$h_{oc} = [(\rho_m - \rho_b)/(\rho_m - \rho_{oc})] h_b^1. \quad (3)$$

Подставляя сюда $h_b^1 = 3,6-4,1$ км, находим $h_{oc} = 11,1-12,6$ км. Это значительно меньше мощности осадков в мегавпадине (до 16–18 км). Погружение океанической коры практически заканчивается через 80 млн лет после ее образования на оси спрединга. Погружение коры в мегавпадине продолжалось ≥ 350 млн лет, и больше половины осадков накопилось за последние 180 млн лет, что также исключает океаническую природу коры.

Погружение коры за счет эклогитизации. В отсутствие сильного растяжения погружение коры в Баренцевском прогибе могло быть обеспечено только фазовым переходом габбро в нижней коре в более плотные гранатовые гранулиты и эклогиты [3]. Для образования бассейна глубиной h_{oc} в эклогиты с плотностью ρ_3 должен перейти слой габбро с плотностью $\rho_{гб}$ и толщиной

$$h_{гб} = (\rho_3/\rho_m)[(\rho_m - \rho_{oc})/(\rho_3 - \rho_{гб})] h_{oc}, \quad (4)$$

Положим $\rho_3 = 3400 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{гг} = 2930 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{ос} = 2550 \text{ кг/м}^3$. Тогда при $h_{ос} = 18\text{--}20$ км из соотношения (4) следует, что $h_{гг} = 21,5\text{--}23,9$ км. При этом толщина слоя эклогитов, образовавшихся из габбро, будет равна $h_3 = (\rho_{гг}/\rho_3)h_{гг} = 17,5\text{--}19,5$ км. Скорости продольных волн в эклогитах примерно такие же, как в мантии. По сейсмическим данным их располагают под разделом Мохо, но по составу эти породы относятся к коре.

Быстрые погружения коры и нефтегазоносность. Ранее было установлено, что в Западной Сибири, Персидском заливе и ряде других крупных нефтегазоносных бассейнов происходили быстрые погружения коры без значительного растяжения [3 и др.]. За ~ 1 млн лет они формировали глубоководные впадины на месте шельфа. Погружения можно объяснить резким ускорением фазовых переходов в нижней коре при инфильтрации в нее водосодержащего флюида из небольших мантийных плюмов. В Баренцевском прогибе на рубеже ранней и поздней перми мелководные карбонаты были резко перекрыты терригенными клиноформами высотой ~ 1 км [4]. Судя по высоте клиноформ, в это время быстро образовалась впадина примерно с такой же глубиной воды. Второе быстрое погружение произошло в поздней юре одновременно с погружением в Западной Сибири, где началось отложение баженовской свиты. В это время в Баренцевом море на мелководном шельфе сформировалась впадина с глубиной воды $\sim 0,5$ км. В ней накапливались битуминозные осадки, в дальнейшем перекрытые терригенными клиноформами. Под клиноформами, сформировавшимися после раннепермского погружения, также может залегать слой битуминозных осадков. Неокомовые и пермские клиноформы могут представлять собой хорошие стратиграфические ловушки для нефти, газа и конденсата, такие же, как неокомовые клиноформы в Западной Сибири, где сосредоточены крупные запасы углеводородов.

В начале позднего девона в результате быстрого погружения коры образовались Тимано-Печорская, Волго-Уральская и Прикаспийская глубоководные впадины, где отлагались битуминозные породы доманикового типа [3]. Весьма вероятно, что в данную эпоху такое погружение произошло и в Баренцевском прогибе. Тогда отложения верхнего девона в нем могут также включать слой доманикитов.

Быстрые погружения коры сопровождаются повышением тепловых потоков в нефтегазоносных бассейнах [3]. В Баренцевом море тепловые потоки также повышены и составляют во многих местах $60\text{--}90 \text{ мВт/м}^2$ [7]. На пониженную толщину литосферы указывает и интенсивный магматизм, проявлявшийся в девоне и с перми по триас, а на севере вплоть до мела [4]. Формирование крупных интрузий способствовало образованию над ними структурных ловушек.

В Западной Сибири крупные запасы углеводородов сосредоточены в ачимовской толще – в нижних частях терригенных клиноформ, которые заполнили относительно глубоководную впадину, образовавшуюся в результате быстрого погружения в ранневожское время. В Баренцевском прогибе клиноформы того же возраста находятся на глубинах, примерно в полтора раза меньших, чем в Западной Сибири. Тепловые потоки в Баренцевском бассейне, однако, выше, чем в Западной Сибири. Поэтому нижние части позднеюрских и раннемеловых клиноформ в Баренцевом море, прогреты примерно до такой же температуры, как и в Западной Сибири, и могут включать большие объемы углеводородов.

Таким образом, Баренцевский бассейн принадлежит к тому же типу структур, что и крупнейшие нефтегазоносные бассейны мира. Поэтому его потенциал может оказаться значительно более высоким, чем это обычно предполагается.

Прикаспийская впадина

Природа утоненной коры в центральной части впадины. Мощность осадков достигает здесь 20–23 км, а консолидированная кора утонена до 14–16 км [8]. Считается, что скорости продольных волн в утоненной коре повышены и характерны для базальтов, что указывает на океаническую природу коры [1, 8 и др.]. Другие исследователи относят кору в центральной части впадины к континентальному типу [3, 9]. В [3] погружение коры здесь связывалось с фазовыми переходами. В [9] его объясняют растяжением коры и поддвигом под нее тяжелых эклогитов.

На профиле ГСЗ на рис. 2 мощность осадков h_{oc} достигает 20–22 км. В центральной части впадины в верхней части консолидированной коры скорости продольных волн составляют $V_p = 6,4–6,7$ км/с. Они ниже, чем в базальтовом слое, где обычно $V_p \geq 6,8$ км/с. Под верхней корой толщиной 8–10 км расположен базальтовый слой со скоростями $V_p = 6,8$ км/с. Как показывают эти данные, в центральной части впадины залегает типичная консолидированная кора континентального типа, но утоненная в 1,7–2,3 раза (до 15–23 км) по сравнению с окраинами прогиба, где мощность консолидированной коры составляет ~35–40 км. На другом профиле ГСЗ [8] существование океанической коры толщиной 15 км можно допустить лишь на отрезке длиной 80 км в центральной части впадины, где в верхней части консолидированной коры $V_p = 6,8$ км/с. Таким образом, если в Прикаспийской впадине и существует океаническая кора, то она залегает лишь на очень небольшой площади.

Предполагается, что океаническая кора в Прикаспийской впадине образовалась в рифее [9]. Кора мощностью $h_k^1 = 15$ км здесь на $\Delta h_k = h_k^1 - h_k^0 = 8$ км толще коры в океанических котловинах. Как следует из (2), глубина воды на океанической коре после охлаждения коры и мантии была бы $h_b^1 = h_b^0 - \Delta h_b = 3,4–4,1$ км. За счет присутствия мощного слоя соли средняя плотность осадков в центральной части впадины оказывается низкой: $\rho_{oc} = 2430$ кг/м³ [9]. На океанической коре толщиной 15 км, согласно (3), таких осадков могло накопиться лишь $h_{oc} = 9,0–10,3$ км. В действительности, мощность осадков во впадине в два с лишним раза выше.

На начальной стадии погружения в центральной части впадины накапливались терригенные породы и карбонаты с высокой плотностью $\rho_{oc}^1 = 2700$ кг/м³ [9]. Чтобы заполнить океаническую впадину такими осадками, согласно (3), их потребовалось бы 13,2–15,1 км. Мелководное осадконакопление началось, однако, во впадине после накопления ~5 км осадков, а, возможно, и раньше.

Таким образом, в центральной части впадины, с одной стороны, залегает значительно больше осадков (20–22 км), чем требуется для заполнения бассейна на океанической коре (9–10 км). С другой стороны, начальная депрессия в раннем палеозое здесь была заполнена осадками с мощностью ≤ 5 км, что в несколько раз меньше, чем необходимо для заполнения впадины на океанической коре. Эти данные исключают океаническую природу консолидированной коры и указывают на то, что она относится к континентальному типу.

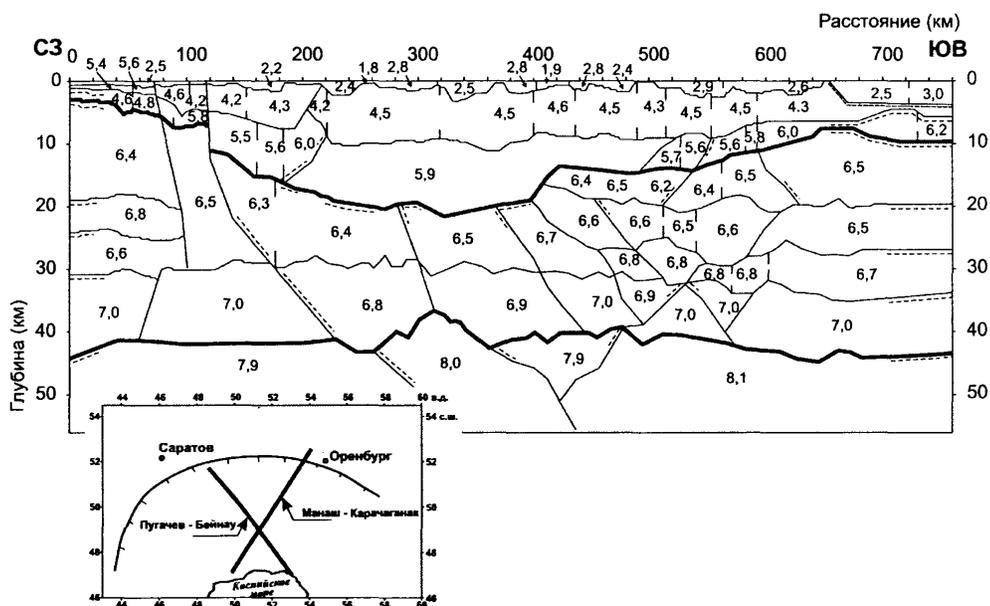


Рис. 2. Скорости продольных волн (км/с) вдоль профиля глубинного сейсмического зондирования через Прикаспийскую впадину по линии Пугачев-Бейнау [10]

Возможная роль растяжения в погружении коры. В Прикаспийской впадине в осадках отсутствуют наклонные блоки (rotated blocks), характерные для областей сильного растяжения (см., например, рис. 4 в [9]). В центральной части впадины глубина поверхности фундамента сейсмическими методами определяется только с точностью до ~ 2 км. Поэтому здесь нельзя исключить присутствие в фундаменте наклонных блоков, образовавшиеся при растяжении литосферы. Обусловленное им погружение продолжается 80–100 млн лет [11]. Если в центральной части впадины в рифее проявилось растяжение, то обусловленное им погружение закончилось бы не позже середины кембрия. К этому времени здесь накопилось лишь несколько километров осадков. Полагая в соотношении (1) $h_{oc} = 3$ км, $\rho_{oc} = 2700$ кг/м³, находим: $\beta = 1.1$. Относительное растяжение литосферы $\varepsilon = \beta - 1 = 10\%$ не могло обеспечить наблюдаемое утонение коры в 1,7–2,3 раза.

Погружение коры за счет фазовых переходов. В отсутствие сильного растяжения почти все погружение на склонах впадины и основная часть погружения (а, возможно, и все погружение) в центральной части впадины должны быть обусловлены уплотнением пород в литосфере за счет перехода габбро в эклогит. Полагая в соотношении (4) $\rho_3 = 3600$ кг/м³, $\rho_m = 3280$ кг/м³, $\rho_{гб} = 2930$ кг/м³, $\rho_{oc} = 2430$ кг/м³, $h_{oc} = 20$ км, находим: $h_{гб} = 27,8$ км. Толщина слоя эклогитов должна быть $h_3 = (\rho_{гб}/\rho_3)h_{гб} = 25,3$ км. Уплотнение в слое пород столь значительной толщины необходимо для образования очень глубокого бассейна, заполненного осадками с низкой средней плотностью. Образование тяжелых пород основного состава на относительно небольших глубинах не противоречит последним петрологическим данным, согласно которым тяжелые гранатовые гранулиты и эклоги-

ты могут формироваться уже при давлениях, соответствующих низам коры в платформенных областях [12].

Быстрые погружения коры в позднем девоне и карбоне. В среднем девоне в Прикаспийской впадине продолжалось мелководное осадконакопление, которое началось в ордовике или раньше. В начале позднего девона, как в центральной части впадины, так и на ее склонах, произошло быстрое погружение, за ~1 млн лет сформировавшее глубоководный бассейн на месте шельфа [3, 9, 13]. Глубоководный бассейн сформировался на всей площади бассейна, включая как его слабо погруженные до этого склоны, так и центральную часть, где к данному моменту времени уже накопилось 6–7 км осадков. Одновременное погружение без значительного растяжения в обеих областях, свидетельствует о том, что оно было обусловлено одним и тем же механизмом – быстрым уплотнением пород основного состава в нижней коре при инфильтрации в нее поверхностно активного флюида из небольших мантийных плюмов. Такие погружения возможны только на континентальной коре, включающей базальтовый слой большой мощности [3].

В конце раннего карбона и во второй половине позднего карбона во впадине проявились еще два быстрых погружения с ее значительным углублением. К поздней перми депрессия, образованная быстрыми погружениями, была заполнена глубоководными сланцами, терригенными осадками, а затем солью. В дальнейшем во впадине накопилось еще до 3–4 км мелководных и континентальных отложений.

Возможности для выявления относительной роли фазовых переходов и вязкого растяжения верхней коры в образовании глубоких прогибов

Сильное растяжение литосферы в рифтовых зонах обычно обнаруживается по наличию крупных наклонных блоков, на которые разбиты фундамент и нижняя часть осадочного чехла. Судя по углам наклона блоков, в большинстве прогибов, растяжение могло, однако, обеспечить лишь небольшую часть наблюдаемого утонения коры и ее погружения [3, 14 и др.]. Чтобы объяснить это противоречие, зарубежные исследователи предполагают, что растяжение верхней коры и нижней части осадочного чехла осуществлялось в основном вязким образом, и поэтому наклонные блоки в них не формировались. Растяжение такого типа просто постулируется, и его проявление в породах при низких температурах маловероятно. Установить, происходило ли оно в действительности, практически невозможно. Поэтому предлагаемый механизм, несмотря на его большую популярность, остается крайне дискуссионным. Знание механизма погружения коры в каждом конкретном бассейне необходимо для правильной организации поиска в нем месторождений углеводородов, для определения времени их созревания и путей миграции. Поэтому в зарубежных нефтяных компаниях моделированию процессов погружения коры в осадочных бассейнах уделяется большое внимание.

Для решения вопроса можно воспользоваться различиями между бассейнами, образовавшимися вследствие растяжения литосферы и фазовых переходов. При растяжении по схеме простого сдвига [11] мощность синрифтовых осадков должна быть по крайней мере в два раза больше мощности пострифтовых осадков. Кроме того, погружение, обусловленное рифтогенезом, практически заканчивается через 80–100 млн лет после растяжения. В прогибах, не удовлетворяющих этим условиям, значительная часть растяжения была обусловлена фазовыми переходами.

В глубоких прогибах, образованных за счет перехода габбро в эклогит, в низах коры должен залегать мощный слой эклогитов. Скорости продольных волн в них примерно такие же, как в перидотитах. Поэтому, по сейсмическим данным, эклогиты будут относить к мантии, помещая их под разделом Мохо, несмотря на то, что по составу эти породы относятся к коре. В результате, судя по скоростям продольных волн, нельзя различить, какие породы в действительности залегают под разделом Мохо. Эклогиты, однако, тяжелее мантии. Поэтому, при одинаковой мощности консолидированной коры над разделом Мохо, бассейны, образованные эклогитизацией, будут глубже, а подъем раздела Мохо будет в них меньше, чем в бассейнах, образованных растяжением литосферы. Кроме того, над бассейнами, где под Мохо залегают тяжелые эклогиты, будут наблюдаться большие положительные изостатические аномалии силы тяжести. Эти особенности позволят уверенно различать бассейны двух указанных типов.

Выводы

Как показывает проведенный анализ, данные ГСЗ и история развития погружения коры указывают на то, что Баренцевская и Прикаспийская впадины подстилаются корой континентального типа. Главной причиной ее погружения были фазовые переходы с уплотнением пород в нижней коре. В обоих прогибах проявлялись быстрые погружения коры без значительного растяжения. Такие погружения были ранее выявлены во всех, исследованных с этой точки зрения, крупных нефтегазоносных бассейнах [3]. Поэтому наличие быстрых погружений в Баренцевской и Прикаспийской впадинах подтверждает высокую надежность данного признака для выявления новых нефтегазоносных бассейнов на шельфах и в малоисследованных областях на суше, например, на Дальнем Востоке.

Быстрые погружения коры обусловлены фазовыми переходами в ее нижней части, катализированными инфильтрацией поверхностно-активного флюида из небольших мантийных плюмов. Флюиды могли проникать также в верхнюю кору и в осадочный чехол. Представляет большой интерес провести анализ изотопных соотношений редкоземельных элементов в осадочном чехле для выявления возможной инфильтрации в него мантийных флюидов.

Литература

1. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натанов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. М.: Недра, 1990. Кн. 2. 335 с.
2. Верба М.Л., Иванова Н.М., Кацев В.А. и др. Результаты сейсмических исследований по опорным профилям АР-1 и АР-2 в Баренцевом и Карском морях // Разведка и охрана недр. 2001. №10. С. 3–7.
3. Артюшков Е.В. Физическая тектоника. М.: Наука. 1993. 456 с.
4. Шитлов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты. 1998. 308 с.
5. Артюшков Е.В. Механизм образования глубоких впадин на континентах. Баренцевский прогиб // Докл. РАН. 2004. Т. 396. №5. С. 644–649.
6. Артюшков Е.В. Механизмы образования Баренцевского прогиба // Геология и геофизика. 2005. Т. 46. №7. С. 698–711.
7. Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Грамберг И.С., Леонов Ю.Г. Термотомография Западно-Арктического бассейна // Геотектоника. 2003. №3. С. 79–96.

8. *Kostyuchenko S.L., Egorkin A.V., Solodilov L.N.* Structure and genetic mechanisms of the Precambrian rifts of the East-European Platform in Russia by integrated study of seismic, gravity, and magnetic data // *Tectonophysics*. 1999. Vol. 313. P. 9–28.
9. *Brunet M.-F., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Lobkovsky L.I.* The geodynamic evolution of the Precaspian Basin (Kazakhstan) along a north-south section // *Tectonophysics*. 1999. Vol. 313. P. 85–106.
10. *Артюшков Е.В., Егоркин А.В.* Физический механизм образования сверхглубоких осадочных бассейнов. Прикаспийская впадина. Докл. РАН. 2005. Т. 400. №4. С. 494–499.
11. *McKenzie D.* Some remarks on the development of sedimentary basins // *Earth Planet. Sci. Lett.* 1978. Vol. 40. P. 25–32.
12. *Кориковский С.П.* Фации глубинности коровых эклогитов / Геология, геохимия и геофизика на рубеже XX и XXI веков. 2002. М. Т. 2. С. 108–109.
13. *Шлезингер А.Е.* Региональная сейсмостратиграфия. М.: Научный мир. 1998. 144 с.
14. *Ziegler P.* Crustal thinning and subsidence in the North Sea // *Nature*. 1983. Vol. 304. №5926. P. 561.

ГЕОЛОГИЯ ПРИБРЕЖНОЙ ОБЛАСТИ КОЛЬСКОГО РЕГИОНА В СВЯЗИ С ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИМ ПРОГНОЗОМ ЕЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

*Ф.П. Митрофанов, А.А. Предовский, В.В. Любцов,
В.А. Припачкин, И.В. Чикирев*

Геологический институт Кольского научного центра РАН
felix@geo.kolasc.net.ru

Область перехода от Балтийского щита к Баренцевоморскому нефтегазоносному шельфу, сложенная преимущественно позднепротерозойскими осадочными толщами, тектонически зональна, три субпараллельные структурные зоны соответствуют различным частям крупного Тиманского рифтового прогиба рифей-венда, обрамляющего с северо-востока Русскую платформу. Прогноз углеводородных месторождений для каждой из зон различен. Для него существенна вероятность нахождения сложных структурных ловушек энергоносителей, особенно в средней из зон и в ее северо-восточной периферии. Для корректного прогноза и поисков требуется значительный дополнительный объем геолого-геофизических работ по перспективной методике МОВ ОГТ по всей переходной области с учетом приводимого в статье подхода к их интерпретации, а также бурение двух параметрических скважин к северо-востоку и юго-западу от зоны глубинных нарушений Трольфиорд-Комагельв-Рыбачий.

Введение

Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений прибрежной области Кольского полуострова, вопрос о которых был поставлен Геологическим институтом КНЦ РАН в 80-ые годы прошлого века [1], продолжают обсуждаться и в настоящее время. Об этом свидетельствуют не только выступления авторов настоящей работы (в частности, [10, 11]), но и публикации других исследовате-

лей. К одной из последних относится коллективная статья в Докладах РАН [18]. В ней, на основе компилятивного анализа геолого-геофизических материалов и с использованием новых результатов работ МОВ ОГТ, выполненных на Кольском полуострове по профилю через полуострова Средний и Рыбачий [2], перспективность прибрежной области связывается с гипотезой нефтегазонакопления в поднадвиговых структурах Тимано-Варангерской системы байкалид [16, 17].

Авторы настоящей работы на базе результатов собственных много летних исследований геологического строения, стратиграфии, корреляции и литолого-геохимических особенностей верхнепротерозойских толщ указанной переходной области [9, 7, 20] иначе, чем А.П. Симонов и соавторы представляют геологическую ситуацию в этом регионе.

Результаты исследований

Прибрежная область перехода Балтийский щит – Баренцевоморский шельф шириной от 100 до 350 км геолого-геофизическими методами изучена недостаточно. Из имеющихся литературных и фондовых источников известно, что главное распространение в ее пределах имеют осадочные толщи верхнего протерозоя. Поэтому перспективы нефтегазонакопления области связаны, прежде всего, с перспективами верхнепротерозойских толщ. Рассмотрение этого вопроса целесообразно проводить с учетом структурной зональности области.

Здесь могут быть выделены три основных структурных зоны (рис. 1). Первая из них, юго-западная, находится на северо-восточной окраине щита, как части Русской платформы (1а на рис. 1). С северо-востока зона ограничивается юго-западным краем Варангер-Тиманского пояса, который А.П. Симонов и называет системой байкалид. Эта граница не условная, а выражается совокупностью сближенных глубинных крутопадающих разломов Трольфиорд-Комагельв-Рыбачий-Канин. Граница, названная нами линией Соколова [7], выделена Б.С. Соколовым (1964) на основе палеогеографических данных, а позже подтверждена А.Сидлецки [22], и нашими, в том числе совместно с другими исследователями [7, 20]. Первая структурная зона постепенно расширяется к юго-востоку и сливается с Лешуконскими структурами, переходя в область Мезенской синеклизы. Рассматриваемая зона – это краевая эпиплатформенная, юго-западная часть крупного рифейского Тиманского прогиба, называемого некоторыми исследователями и Притиманским (рис. 1), который подвергся в байкальское время частичной инверсии и позже был перекрыт фанерозойскими толщами Баренцевской метаплатформы.

На северо-западе первой структурной зоны преимущественно развиты отложения позднего рифея (верхнего каратавия) и, отчасти, венда. Это дифференцированные песчаниковые и песчано-сланцевые толщи с кварцитами, карбонатными породами, гравелитами и конгломератами. В разрезах присутствуют пестроцветные, красноцветные и углеродистые отложения. Их общая мощность до 2–3 км, причем к юго-востоку она может возрастать. В пределах Кольского региона образования первой зоны обнажены на полуостровах Средний и Кильдин (рис. 1). Строение и состав верхнепротерозойских толщ региона освещены нами в предыдущих публикациях [9, 7, 20].

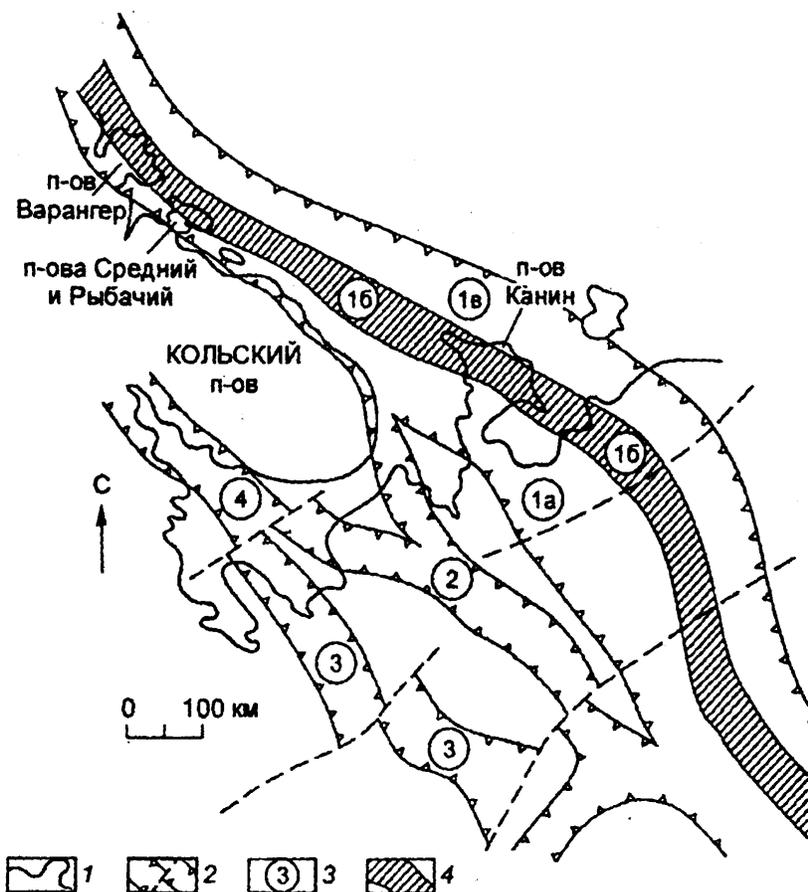


Рис. 1. Схема расположения верхнепротерозойских рифтовых прогибов северо-востока Русской платформы и ее ближнего обрамления [10, 15, 14].

1 – топографические контуры; 2 – границы рифтовых прогибов и поперечные разломы; 3 – номера рифтовых прогибов (1 – Тиманский, 2 – Лешуконский, 3 – Двинский, 4 – Кандалакшский); 4 – площадь Варангер-Тиманского разрывно-складчатого пояса

В первой структурной зоне с благоприятным типом разреза, отсутствием метаморфизма и наличием положительных геохимических признаков, в числе которых – присутствие на отдельных уровнях разреза повышенных концентраций углерода и углеводородов, характер битумов, соотношения метана и тяжелых углеводородов, сравнимые с таковыми для продуктивных толщ фанерозоя [5, 10], вероятность нахождения промышленных концентраций углеводородов возрастет в юго-восточном направлении. Ранее нами выделена перспективная Кильдинско-Беломорско-Мезенская площадь [10, 11], в пределах которой продуктивными могут оказаться не только верхнепротерозойские, но и перекрывающие их фанерозойские толщи прикратонных прогибов.

Вторая структурная зона (16 на рис. 1) позволяет понять тектоническую сущность верхнепротерозойских толщ региона в целом. Это внутренняя, наиболее глубокая часть подвергнувшегося неполной инверсии крупного рифтового прогиба, опоясывавшего окраину платформы. В низах прогиба накапливались толщи нижнего каратавия (а, возможно, и более ранние по возрасту образования) с общей мощностью 3–5 км. Это недифференцированные турбидитные ритмично-слоистые отложения с конгломератами и подводно-оползневыми образованиями. Байкальские и более поздние движения привели к частичной инверсии прогиба, складчатым, разрывным и более молодым надвиговым деформациям. Масштаб последних возрастает в зоне в юго-восточном направлении.

Особенностью Кольского региона является то, что в пределах первой структурной зоны, на полуострове Средний обнажаются только отложения верхнекаратавия, а во второй, на полуострове Рыбачий – только нижнего. Поскольку эти зоны разделены глубинными разломами системы Тролльфиорд-Комагельв-Рыбачий-Канин, и отложения нижнего и верхнего каратавия не имеют нормальных стратиграфических контактов, их соотношение и корреляция на российской территории не имеют прямого решения, и являлись предметом длительных дискуссий. В то же время, на полуострове Варангер в Норвегии во второй структурной зоне распространены осадочные толщи и нижнего, и верхнего каратавия, что позволило норвежским геологам корректно решить данную проблему в 60-х годах прошлого века. Ключевым в Норвегии является район Персифиорда, где Анна и Стан Сидлецки закартировали нормальные стратиграфические соотношения нижележащих отложений формации Конгсфиорд (аналог нижнего каратавия полуострова Рыбачий) и вышележащих формаций Баснеринг и Батсфиорд (аналоги верхнего каратавия, то есть кильдинской серии полуострова Средний). Наши совместные работы с сотрудниками Геологической службы Норвегии позволили разработать единую схему корреляции верхнепротерозойских толщ северных побережий Норвегии и России, что было отражено и в совместных публикациях [22, 20]. Справедливость требует отметить, что первым русским геологом, который признал применимость норвежской схемы соотношения верхнепротерозойских толщ для района полуостровов Средний и Рыбачий, был академик А.А. Полканов (1934), считавший, что более древние отложения полуострова Рыбачий надвинуты на более поздние толщи полуострова Средний.

Рассмотренная проблема осложнялась тем обстоятельством, что к юго-западу от полуострова Средний и в непосредственной его близости был выявлен ряд обнажений, в пределах которых осадочные образования кильдинской серии верхнего каратавия стратиграфически и, следовательно, с большим перерывом залежали на размытой поверхности дорифейского гнейсо-гранитного фундамента. Подобные соотношения наблюдались и нами, но лучшее обнажение, впоследствии исчезнувшее при дорожных работах, было описано С.И. Макиевским [8].

Наличие подобных обнажений создавало иллюзию того, что разрез рифея в данном районе начинается с кильдинской серии. Однако, после того как определилась общая схема корреляции, в которой разрез рифея региона достаточно уверенно начат с формации Конгсфиорд (Северная Норвегия) и эйновской серии полуострова Рыбачий, стало ясно, что наиболее поздние толщи, заполняющие прогибы, трансгрессивно распространяются далеко за пределы их первоначальных границ и ложатся на основание, которое размывалось при формировании начальных толщ разреза рифея. Такая закономерность имеет силу и для понимания других районов, например, Терского побережья, где на

плечо Кандалакшского рифтового прогиба трансгрессивно распространяются осадки терской и чапомской свит, а породы более низких уровней разреза рифея скрыты в глубокой части прогиба и в небольшой мере обнажаются на участке Турьего мыса.

Следует обратить особое внимание на крутопадающий, субвертикальный характер залегания основных глубинных разломов, контролирующих строение и расположение Тиманского и других подобных прогибов, показанных на рис. 1, что связано с их природой как рифтогенных структур. Надвиговые деформации возникают в них позже, в основном, после инверсионного этапа развития, не повсеместно и с разной амплитудой горизонтального смещения.

Для понимания строения и возможных перспектив второй структурной зоны весьма значимы результаты уже упоминавшихся работ МОВ ОГТ на профиле щит – полуостров Средний – полуостров Рыбачий, выполненные трестом «Спецгеофизика» [2]. Существует несколько вариантов интерпретации этих результатов. Один из них выполнен с участием А.П. Симонова и его коллег [18], а другой выполнен нами (рис. 2).

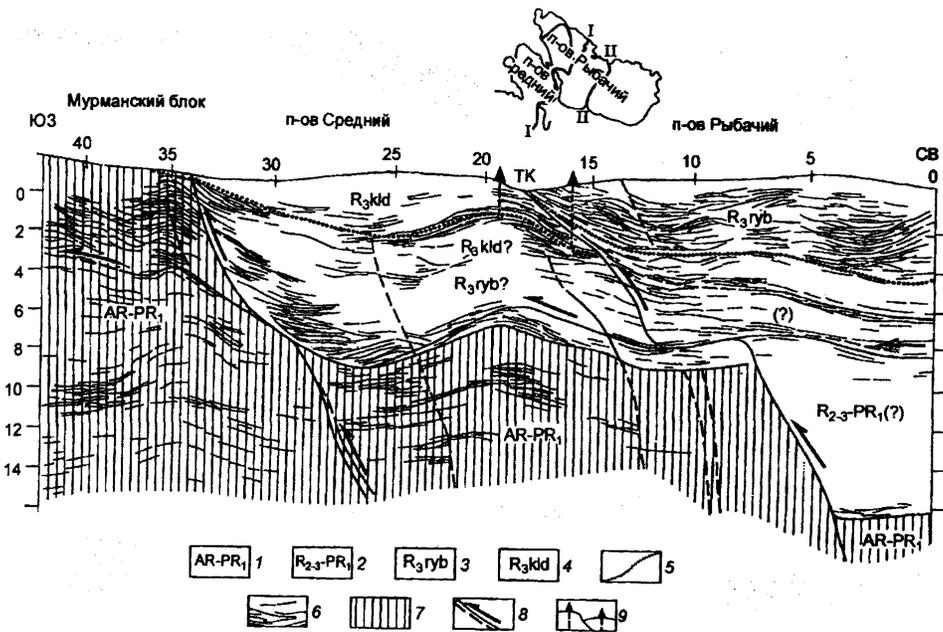


Рис. 2. Интерпретация сейсмологического разреза МОВ ОГТ щит- полуостров Средний – полуостров Рыбачий (по линии I-I на топосхеме) [2], выполненная авторами настоящей статьи.

1 – дорифейский фундамент; 2 – предполагаемые нерасчлененные образования нижнего и верхнего протерозоя нижних частей рифтового прогиба; 3 – осадочная толща рифея рыбачинского комплекса (эйновская и баргоутная серии нижнего каратавия и, возможно, более ранние отложения); 4 – осадочные толщи кильдинской серии верхнего каратавия; 5 – основание выходящих на поверхность осадочных толщ рифея полуостровов Средний и Рыбачий; 6 – отражающие площадки по данным сейсмики; 7 – доверхнепротерозойский фундамент в целом; 8 – разрывные нарушения и направление движений по ним на инверсионном этапе байкальских движений и позднее; 9 – положение предлагаемых параметрических глубоких скважин. Цифры на вертикальном и горизонтальном ограничениях профиля – расстояние в километрах

На нашей схеме четко выражен ступенчатый характер погружения фундамента к северо-востоку. На этой схеме также отражена ситуация, когда ступенчатое погружение фундамента и положение зон кильдинской серии и рыбачинского комплекса определяются крутопадающими нарушениями фундамента и, в том числе, зоной глубинных разломов Тролльфиорд-Комагельв-Рыбачий-Канин (ТК), а неомненно более поздние надвиговые движения связаны с развитием субгоризонтальной разрывной структуры, имеющей характер волновода, смещающей ранние крутопадающие нарушения и вызывающей в них поздние надвиговые деформации. Такая интерпретация получает подтверждение и при специальном геолого-геофизическом анализе глубинных структур района Печенга–Мурманское побережье [3]. Горизонтальные движения юго-западного направления в верхней зоне волновода на превышают 5–6 км. Заметим, что на рис. 2 показаны направления поздних движений времени активизации смещения по волноводу и проявления надвиговых деформаций над ним.

Одно из самых важных различий вариантов интерпретации в том, как понимается частота (плотность) проявления отражающих площадок. В варианте А.П. Симонова и его соавторов она фактически связывается с присутствием слоистых супракрустальных образований. Однако, изученные нами закономерности распределения отражающих площадок, приводят к выводу о том, что они сгущаются, прежде всего, в зонах разрывных нарушений или вблизи них. В то же время, на рис. 2 ясно видно, что в сечении несомненно слоистых толщ полуострова Средний количество отражающих площадок минимально. Явно видны участки сгущения отражающих площадок в породах дорифейского фундамента. Из сказанного следует, что отражающие площадки вероятнее всего соответствуют зонам тектонического разрушения и расщепления. Такое заключение весьма важно, так как показывает возможности интерпретации работ МОВ ОГТ в плане выявления на глубине потенциальных трещинных коллекторов и расщепленных покрышек, входящих в состав сложных структурных ловушек для углеводородов.

Таким образом, в структуре второй зоны определяющую роль играют не крупномасштабные надвиги, а сочетание крутопадающих и субгоризонтальных разрывных структур, связанных с блокировкой фундамента и определяющих более ранние складчатые и более поздние надвиговые деформации. Одним из интересных в прогнозном отношении структурных элементов второй зоны и ее северо-восточной периферии являются складчато-блоковые выступы рифейских толщ, перекрываемые и облекаемые фанерозойскими отложениями Кольско-Канинской моноклинали. Это Рыбачинский, Семиостровский, Канинский и другие инверсионные выступы, выявленные работами треста «Севморгеофизика».

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемой второй зоны, вероятно, определяются двумя факторами. Первый – это возможности накопления углеводородов в благоприятных рифейских толщах в обстановке поднадвиговых зон. Как следует из изложенного выше, подобный вариант ограничен рядом обстоятельств, но не исключается. Второй фактор определяет более вероятное накопление углеводородов в сложных структурных ловушках, образованных при тектонических деформациях, разрушении и расщеплении пород. Концентрации этого типа могут располагаться как в рифейских, так и в фанерозойских толщах, и, в качестве источников углеводородов, иметь и те, и другие отложения.

Для активизации накопления углеводородов всех обсуждаемых зон могут иметь значение разрывные структуры, контролирующие палеозойский щелочной магматизм Кольского полуострова. Эти структуры в долговременном плане могут влиять на появление глубинных флюидов благоприятного состава для миграции и накопления углеводородов из осадочных толщ. Вопрос этот рассматривался ранее нами [10, 11], и его постановка была поддержана [12]. Роль эндогенных флюидов, связанных с рифтовыми разломами в образовании и размещении нефтегазовых месторождений Западной Сибири, с использованием большого количества фактических данных по строению рифтовых прогибов и перекрывающих их толщ, показана А.А. Кременецким и др. (2002). Предложенные ими критерии прогноза убедительны, независимо от того, что эти авторы подчеркивают значение абиогенной углеводородной компоненты сибирских месторождений.

Третья структурная зона (1в на рис. 1) наименее изучена. Это глубокое основание края Баренцевоморского продуктивного бассейна. Есть основания думать, что значительные массы верхнерифейских отложений здесь слабо деформированы и неметаморфизованы. Для обсуждения весьма вероятных перспектив нефтегазоносности зоны необходимы дополнительные геолого-геофизические исследования.

Заключение

Материалы проведенных авторами многолетних исследований и анализ новых геолого-геофизических данных, в том числе полученных на профиле МОВ ОГТ по линии Кольский полуостров – полуострова Средний и Рыбачий [2] противоречат представлению о существенно надвиговой природе Варангер-Тиманского пояса, который является разрывно-складчатой структурой, связанной с глубинными крутопадающими разломами дорифейского фундамента. Надвиговые деформации в пределах пояса относятся к поздним этапам его развития и имеют ограниченные масштабы. Тем самым, снижаются ожидания крупных поднадвиговых месторождений углеводородов в переходной области «суша-море» Кольского побережья, хотя такой вариант и не исключен. Более оправдан, хотя по-видимому, более сложен прогноз и поиск нефтегазовых месторождений в сложных структурных ловушках переходной области, в том числе, и в пределах Варангер-Тиманского пояса и его северо-восточной периферии. Месторождения в структурных ловушках могут оказаться достаточно крупными. Для обоснования прогноза и поисков месторождений углеводородов в переходной области необходима широкая постановка геолого-геофизических работ типа МОВ ОГТ по всем слабо изученным площадям области, а не только на полуострове Рыбачий. Очередность геолого-геофизических работ может быть определена на стадии их подготовки по площадям с учетом дополнительных факторов прогноза, намеченных ранее [10, 11] и рассмотренных в настоящей статье.

Проект бурения и определение места заложения параметрической скважины на полуострове Рыбачий [18] следует поддержать, но с учетом того, что скважина вряд ли будет иметь значение поисковой. Параметрическая скважина (а лучше две, в том числе, одна на полуострове Средний – Митрофанов и др., 1999) имели бы огромное значение для определения перспектив всей переходной области и акваторий. Места заложения параметрических скважин показаны на рис. 2. Оп-

тимальна проходка именно двух параметрических скважин, так как они дадут новую информацию о двух существенно различающихся структурных зонах и их соотношении.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант №02-05-65131) и Отделения наук о Земле по программе «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развитие топливно-энергетического комплекса России».

Литература

1. Бельков И.В., Любцов В.В., Петерсилье И.А., Предовский А.А. и др. Значение верхнепротерозойских отложений Кольского полуострова для определения перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря. Апатиты, ГИ КНЦ АН СССР, 1979, 32 с.
2. Заможняя Н.Г. Регионально-зональные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ на полуострове Рыбачий с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности рифейских отложений. Москва, Мин. природн. ресурсов РФ ФГУ ГНПП «Спецгеофизика», 2001, 120 с.
3. Казанский В.И., Исанина Э.В., Лобанов К.В., Предовский А.А., Шаров Н.В. Геолого-геофизическая позиция, сейсмологические границы и металлогения Печенгского рудного района // Геология рудных месторождений, 2002, т. 44, №4, С. 276–286.
4. Кременецкий А.А., Алексеева А.А., Диденко М.И. Прогноз нефтегазоносности Западной Сибири по данным глубинных геолого-геофизических исследований. // Разведка и охрана недр, 2002, №5, С. 73–80.
5. Любцов В.В., Павлова М.А., Петерсилье И.А. Распределение органического вещества и газов в осадочно-метаморфических породах верхнего протерозоя и палеозоя Кольского полуострова. Апатиты, ГИ КНЦ АН СССР, 1981, 25 с.
6. Любцов В.В., Михайлова Н.С., Предовский А.А. Литостратиграфия и микрофоссилии позднего докембрия Кольского полуострова. Апатиты, КНЦ АН СССР, 1989, 129 с.
7. Любцов В.В., Предовский А.А. Верхнепротерозойские осадочные породы Кольского побережья и их корреляция в пределах Баренц-региона // Стратиграфия. Геологическая корреляция, т. 6, №3, 1998, С. 17–28.
8. Макиевский С.И., Николаева К.А. Конгломераты и древние коры выветривания в метаморфических толщах докембрия северо-восточной части Балтийского щита. Л., Наука, 1971. С. 28–42.
9. Митрофанов Ф.П., Любцов В.В., Предовский А.А., Припачкин В.А. Углеводороды и органический углерод в верхнепротерозойских осадочных отложениях северо-запада Кольского полуострова: значение для оценки перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря. // Геология и геофизика, т. 37, №8, 1996, С. 125–135.
10. Митрофанов Ф.П., Предовский А.А., Любцов В.В., Припачкин В.А. Новые аспекты прогнозирования крупных нефтегазоносных областей. Апатиты, изд. КНЦ РАН, 1998, с. 58.
11. Митрофанов Ф.П., Предовский А.А., Любцов В.В. и др. Верхнепротерозойские осадочные толщи Кильдинско-Беломорско-Мезенской площади как объект прогнозирования энергоносителей. Апатиты, изд. КНЦ РАН, 1999, 72 с.
12. Нивин В.А. Газы свободной фазы в породах нефелин-сиенитовых магматических комплексов как пример масштабного природного abiогенного синтеза углеводородов. – В кн.: Генезис нефти и газа. М., ГЕОС, 2003, С. 217–218.
13. Полканов А.А. Гиперборейская формация полуострова Рыбачий и острова Кильдин (Кольский полуостров) // Проблемы сов. геол. 1934, т.2, №6, С. 201–221.
14. Разломы и горизонтальные движения платформенных областей СССР (под ред. А.И. Суворова) М., Наука, 1977, 143 с.
15. Сейсмогеологическая модель литосферы Северной Европы: Баренц-регион, ч. 1 и 2, Апатиты, изд. КНЦ РАН, 1998, 236 и 204 с.
16. Симонов А.П., Касимов А.Н. Проект на проведение поисковых и сейсморазведочных работ МОВ ОГТ на полуостровах Рыбачий и Средний. Заполярный, изд. НПЦ «Кольская сверхглубокая», 1996, 13 с.

17. *Симонов А.П., Губерман Д.М., Яковлев Ю.Н.* Тектоника Кольско-Канинской моноклинали: результаты интерпретации геолого-геофизических данных зоны перехода «сушаморе». – В кн.: Сейсмогеологическая модель литосферы Северной Европы: Баренц-регион, ч.1, Апатиты, изд. КНЦ РАН, 1998, С. 159–197.

18. *Симонов А.П., Губерман Д.М., Яковлев Ю.Н. и др.* Полуостров Рыбачий (Баренцево море): новые данные о перспективах нефтегазоносности рифейских отложений прибрежной зоны Кольского полуострова // ДАН, 2002, т. 348, №6, С. 795–801.

19. *Соколов Б.С.* Поздний докембрий. – В кн.: История геологического развития Русской платформы и ее обрамления. М., Недра, 1964, С. 15–24

20. *Lyubtsov V.V., Predovsky A.A., Negrutsa V.Z., Siedlecka A., Roberts D.* Neoproterozoic rock successions of the Barents and White Sea coasts of the Kola Peninsula, Northwest Russia. – Nor. Geol. Unders. Report, 1999, 138. p. 84

21. *Raaben M.E., Lyubtsov V.V., Predovsky A.A.* Correlation of stromatolitic formation of northern Norway (Finnmark) and northwestern Russia (Kildin Island and Kanin Peninsula). 1995, Nor. Geol. Unders. Spec. Publ., 7, pp. 234–246.

22. *Siedlecka A.* Late Precambrian stratigraphy and structure of north-eastern margin of Fennoscandian Shield // Nor.Geol.Unders. Bull., 1975, 316, pp. 313–348.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ШЕЛЬФА ЧУКОТСКОГО И ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЕЙ

И.Д. Полякова¹, С.А. Сидоренко²

¹ Геологический институт РАН
inna@mail.ru

² Институт проблем нефти и газа РАН

Введение

В статье представлены результаты изучения влияния тектонического строения и геодинамических обстановок на нефтегазоносность седиментационных бассейнов шельфа Берингова, Чукотского и Восточно-Сибирского морей, проводившегося в рамках программы ОНЗ РАН «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России». Главное внимание уделено двум последним бассейнам.

Из-за трудной доступности региона и по этой причине недостаточности фактического материала проблема изучена относительно слабо. Новая геофизическая информация (два субпараллельных трансекта, проходящие через Берингов пролив и шельфы Берингова и Чукотского морей, сейсмические пересечения трога Куваева на юге Чукотского и широтного трога на севере Восточно-Сибирского морей, а также результаты магнито- и гравиметрических исследований) позволила уточнить тектоническую схему региона и наметить предполагаемые зоны газо- и нефтегазоаккумуляции в выделенных седиментационных бассейнах.

На северо-восточном шельфе России, несмотря на ледовую обстановку, сохраняющуюся на значительной территории большую часть года, проведение активных геолого-геофизических работ становится все более целесообразным, поскольку здесь в ближайшем будущем затраты на поиски и разработку месторождений нефти и газа будут вполне компенсироваться все возрастающими

мировыми ценами на углеводородное сырье. Открытие нефтегазовых месторождений не только создаст предпосылки к развитию самого отдаленного от центра северо-восточного региона, но также обеспечит топливом корабли Североморского пути и предоставит возможности экспорта углеводородного сырья. Оптимистическому развитию геолого-экономического сценария региона будут способствовать также наметившиеся изменения климата в сторону его потепления.

Исследованию седиментационных бассейнов шельфа Чукотского и Северо-Восточного морей Арктики предшествовал проведенный нами обзор по геологии и нефтегазоносности сопредельной суши, включающей в себя Северный склон Аляски, Чукотку, о-в Врангеля и о-ва Новосибирского архипелага. На изученных сухопутных территориях основные скопления нефти и газа связаны с двумя осадочными комплексами: элсмирским (ранний карбон – поздняя юра) и брукским (апт-кайнозой), названными по их возрастным аналогам Северной Аляски. Эти комплексы используются многими исследователями при сравнении разрезов восточного сектора Арктики. Разрез слагают преимущественно терригенные отложения, исключение составляет нижний (каменноугольный) карбонатный элсмирский подкомплекс.

Особенно благоприятные условия для формирования месторождений нефти и газа существовали в бассейне Северного склона Аляски, где образовалось крупнейшее в США месторождение Прадхо Бей и несколько средних и крупных месторождений в элсмирском (Эндикот, Либерти-Терн, Лисберн-Пул Ивишак, Норсттар, Шублик, Сэг Ривер, Барроу) а также средних и мелких в брукском (Алпин, Купарук, Томсон, Валакпа, Умиат, Губик, Фиш Крик, Симсон, Зап. Сэк, Бадами и др.) комплексах. Основные продуктивные горизонты сосредоточены в формациях лисберн (миссисипий-пенсильваний), сэдлерочит (пермь-триас), шублик (триас), кингак и купарук (юра), пеббл шейл и группах нунушак и колвилл (мел) [1].

На Новосибирских о-вах признаки нефтегазоносности обнаружены в широком диапазоне стратиграфического разреза от ордовика до мела. Но наиболее значительные они проявились в нижне-среднедевонских, каменноугольных, пермских и триасовых отложениях о-вов Котельный и Бельковский [2–4, 5]. На суше, прилегающей к акватории Чукотского и Северо-Восточного морей, также известны битумо- и газопроявления карбонатных толщ верхнего ордовика, силура и нижнего девона.

Геологическое строение и нефтегазоносность шельфа Восточной Арктики

Структурные провинции дна Чукотского моря, выделенные в 1975 г. А.Х. Грантцем с соавторами, легли в основу тектонического районирования этой территории. Границы и названия тектонических элементов в дальнейшем уточнялись и менялись тем же А.Х. Грантцем и его коллегами, также Д.К. Турстоном и Л.А. Тейссом, позднее А.Х. Грантцем, Д.В. Холлом, К.В. Шервудом, Т.Е. Муром и другими исследователями. Тектоническому и нефтегазогеологическому районированию дна шельфа Северо-восточной России и смежного с ним шельфа Северной Аляски посвящены работы многих российских геологов: Н.А. Богданова, Ю.К. Бурлина, Г.И. Гапоненко, И.С. Грамберга, В.В. Иванова, К.А. Клещева, К.Н. Кравченко, Д.В. Лазуркина, А.О. Мазаровича, Я.И. Полькина,

Б.А. Соколова, С.Ю. Соколова, О.И. Супруненко, В.С. Шеина, Ю.В. Шепелькевича, В.Е. Хаина и др.

На дне шельфа Восточной Арктики выделяются три крупных седиментационных бассейна: Вилькицкого – Северо-Чукотский, Южно-Чукотский и Восточно-Чукотский, разделенные крупным Центрально-Чукотским поднятием. Исходя из проработанных материалов и учитывая результаты исследований предшественников, можно перейти к оценке перспектив нефтегазоносности этих бассейнов.

Восточно-Чукотский бассейн относительно детально был изучен американскими нефтяными компаниями геофизическими методами. Кроме того, ими было пробурено 5 скважин, что, однако, не привело к существенным открытиям углеводородного сырья. Это, очевидно, связано с особенностями строения бассейна. Его акустический фундамент составляет ансамбль террейнов, объединенных в средне-познедевонское время в единый франклинский комплекс, на котором заложился трог Ханна, состоявший из системы грабенов с общей субмеридиональной ориентировкой, превращавшихся периодически во время опускания уровня Мирового океана в упную речную сеть. В девон-юрское время трог был заполнен элсмирским комплексом мощностью до 14 660 м, в котором значительную роль играли глинистые осадки. Песчаные пачки накапливались в моменты обмеления шельфа, сопровождавшегося выходом на поверхность увеличивавшихся площадей источников сноса [6]. В мелу-палеоцене его южную территорию перекрыли отложения Колвиллского краевого прогиба и складчато-надвиговые структуры орогенов Брукса и Геральда. Под воздействием складчато-надвиговых деформаций произошла реактивация разломов, которые превратились в трансензиональные. Элсмирский комплекс срезан региональным нижнемеловым несогласием – Lower Cretaceous Unconformity (LCU), выше которого отложились морские глины, которые служат региональным флюидоупором. На Центрально-Чукотском поднятии элсмирские отложения практически отсутствуют и современная граница их выклинивания существенно сдвинута на восток.

По палеонтологическим и геофизическим данным проведена корреляция разрезов Чукотского шельфа и суши Северной Аляски. В четырех скважинах шельфа были вскрыты пермско-триасовые песчаники, являющиеся эквивалентами формаций кавик и эхока группы седлерочит верхнеэлсмирского подкомплекса – основного резервуара месторождения Прадхо-Бей. В пятой скважине (Бургер) выявлены песчаники, являющиеся эквивалентами формаций купарук и верхний кингак – резервуаров нефтяного месторождения Купарук. В пяти скважинах шельфа в трог Ханна установлены эквиваленты карбонатной группы лисберн, глинисто-сланцевых формаций ивишак и фаер крик группы седлерочит, формаций шублик, сэг ривер, нижний кингак. Среднее содержание в глинистых породах $C_{орг}$ составляет около 0,5%, встречаются прослои с $C_{орг}$ более 2,0%. Нефтематеринский потенциал, выраженный через водородный индекс (HI), в таких прослоях обычно составляет более 300 мгУВ/г $C_{орг}$. Они отнесены к нефтематеринским отложениям, сохранившим высокие качества.

В центральной части Восточно-Чукотского бассейна с глубоким трогом Ханна нефтематеринские толщи брукского и верхнеэлсмирского комплексов погружены на столь большие глубины (порой более 10 000 м), что генерированные ими жидкие углеводороды под воздействие высоких температур в значительной сте-

пени могли разрушиться. Некоторая их часть в более раннее время могла мигрировать по восстанию слоев на межграбеновые поднятия, а также в зоны выклинивания в западном и восточном направлениях. Здесь, в зонах, приближенных на западе к Центрально-Чукотскому поднятию, а на востоке распространенных на шельфе моря Бофорта, характерно высокое залегание верхнеэлсмирского подкомплекса, в котором встречаются обогащенные сапропелевым органическим веществом толщи (эквиваленты формаций ивишак – Т₃, фаер крик – Т₁, шублик – Т₃) и прослой коллекторов-песчаников. Транстенциональные разломы и диапиры, особенно оживившиеся в брукскую орогению, способствовали возникновению разнообразных потенциальных ловушек в грабенах и полуграбенах, в которых могли сохраниться нефтяные залежи. Массы высокотемпературных углеводородных газов, продуцированные над основанием глубоких грабенов, также были вытеснены в верхние горизонты, где могли накопиться в приразломных и литолого-стратиграфических ловушках. Разрушению углеводородных скоплений в отложениях элсмирского комплекса могли помешать законсервировавшие их надвиговые пластины поясов Брукса и Геральда.

Перекрывающие с угловым несогласием трог Ханна толщи мела-плейстоцена отличаются от залегающих под ними как составом пород, так и содержащегося в них органического вещества. Так, группу нэнушак образуют глинистые породы (в том числе и бентониты), песчаники, конгломераты, уголь. Угленосные породы содержат до 6% С_{орг} и 0,06% УВ. Их катагенетическая преобразованность соответствует протокатагенезу и начальному этапу мезокатагенеза, что позволяет отнести отложения группы нэнушак к газоматеринским источникам верхней зоны газообразования. Поэтому на территории надвигового пояса Брукса и Геральда, а также в ловушках горизонтально залегающих отложений верхнебрукского подкомплекса можно ожидать открытие преимущественно газовых залежей.

Большую западную часть *Южно-Чукотского бассейна* занимает российский шельф, главным структурным элементом которого является трог Куваева. Подобно трог Ханна он имеет субмеридиональную ориентировку и заполнен отложениями, представляющими собой возрастные эквиваленты в основном элсмирского и нижнебрукского комплексов. Трог состоит из системы ограниченных разломами грабенов той же ориентировки. В средней части он осложнен поднятием северо-западной направленности. С запада трог граничит с поднятием Врангеля-Геральда, с востока – Центрально-Чукотским поднятием, на которое распространяются его некоторые северные грабены. Ось трога погружается на север, где он перекрывается более молодым широтно ориентированным Северо-Чукотским прогибом. Средние глубины залегания кровли нижнего элсмира составляют 4–5 км, а кровли верхнего элсмира – 1–4 км, в северном направлении глубины возрастают. На территории, пережившей инверсию, элсмирские отложения в разной степени эродированы.

Отложения нижнебрукского подкомплекса сохраняют прежний субмеридиональный план, а верхнебрукский подкомплекс залегает с несогласием, плащеобразно. Трог Куваева в отдельные моменты своей истории (преимущественно брукской) представлял собой мощную речную систему, заканчивающуюся на севере дельтами и глубоководными конусами выноса. Осадочное заполнение трога Куваева представлено в основном вероятными эквивалентами верхнеэлсмирского и нижнебрукского подкомплексов мощностью до 5 км. С ними связаны фор-

мации группы седлорочит [7], представляющие собой главные продуктивные горизонты в бассейне Северного склона Аляски, что позволяет предполагать благоприятные перспективы нефтегазоносности трога Куваева. Судя по глубине залегания верхнеэлсмирского и нижнебрукского подкомплексов, значительная их часть, расположенная в центральной части трога, находится в главной зоне нефтеобразования.

Нефтяные и газовые углеводороды могли сохраниться в разнообразных ловушках в широком вертикальном диапазоне трога, образуя многопластовые месторождения. Они могли накопиться также в грабенах Центрально-Чукотского поднятия. Среди ловушек, кроме крупного срединного поднятия, пересекающего трог в северо-западном направлении, присутствуют приразломные и литолого-стратиграфические аккумулятивные формы, образовавшиеся в условиях речных долин и дельт, а также прибрежных зон. Горизонтально залегающий верхнебрукский подкомплекс характеризуется субширотным простиранием, продолжаясь в восточную часть Южно-Чукотского прогиба, где им перекрываются впадины Хоуп американской части шельфа, примыкающей к западной Аляске.

Бассейн Вилькицкого – Северо-Чукотский – самый крупный седиментационный бассейн восточной части Арктики. Он представляет собой обширный мегарифт-мегапрогиб субширотного простирания, ограниченный с севера и юга крутыми разломами, среди которых в южном выражена сдвиговая компонента. На западе бассейн распространяется на южный и восточный склоны поднятия Де-Лонга и восточный склон Новосибирских островов (прежде всего о-ва Новая Сибирь и Котельный), на востоке – примыкает к Северо-Чукотскому поднятию. С севера бассейн вторгается в полувпадину Макарова и его граница проходит по кромке континентального склона; с юга он ограничен поднятиями Врангеля-Геральда и Центрально-Чукотским поднятием (рис. 1).

Осадочная макролинза бассейна образовалась вследствие раннемелового рифтогенеза. Не исключено, что в северо-чукотской части бассейна рифтогенез проявился раньше, в среднем-раннем палеозое, когда активно развивалась северная территория трога Куваева. Этим и объясняется накопление здесь особенно больших мощностей отложений, достигающих в осевой зоне 18–20 км [9], из которых мощность брукского комплекса составляет около 14 км. В западной части бассейна, Вилькицкой, осадочное заполнение характеризуется меньшими мощностями: общей около 12 км и брукской – 8–10 км. На склонах бассейна, расположенных за главными разломами, мощности резко уменьшаются до 5–2 км.

Меловая-кайнозойская часть заполнена алювиально-дельтовыми, авандельтовыми и турбидитовыми толщами. На сейсмически изученных участках, например, на востоке бассейна, вдоль разломов формировались относительно небольшие суббассейны типа pull-apart, в пределах которых мощности в основном кайнозойских отложений не превышали 6 км. Кроме собственных, суббассейны пользовались и общими генерационными источниками, возникшими много раньше в глубокой осевой части трога. D.Franke, K.Hinz, C.Reichert [8] считают, что возникновение этих суббассейнов связано со сдвигами, происходившими в направлении с востока на запад особенно активно в течение олигоцена-миоцена.

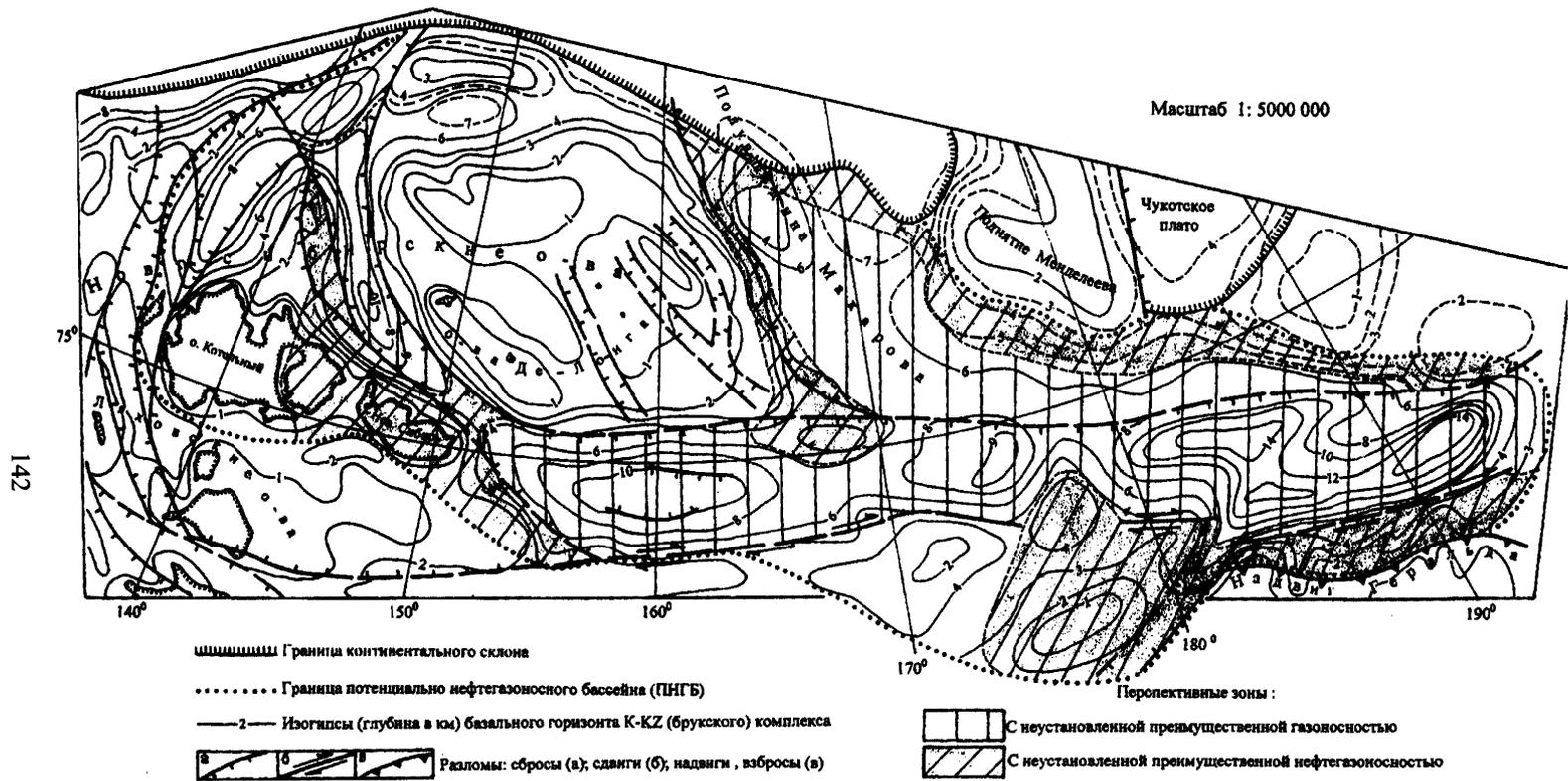


Рис. Тектоническая схема Вилькицкого – Северо-Чукотского ПНГБ с зонами, перспективными для поисков нефти и газа

Поскольку мегаграбен Вилькицкого-Северо-Чукотский весьма приближен на севере к континентальному склону, а во впадине Макарова он непосредственно с ним соприкасается, для выбора модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления необходимо учесть особенности строения тех бассейнов, которые локализируются не только на шельфе, но и в глубоководных зонах, распространяясь на континентальный склон и иногда его подножие. На этапе раскрытия океана часто развивались глубокие рифтовые прогибы, порой образующие тройное сочленение. Вдоль них закладывались речные артерии, заканчивающиеся подводными дельтами и конусами выноса. Это прекрасно видно на примерах бассейнов Кампуш, Сантуш, Нигера, Нижнего Конго, Новая Шотландия, Годавари и др. Нефтематеринские толщи, обычно качественные и высококачественные, накапливавшиеся в глубоких грабенах шельфа и конусах выноса у континентального склона, относятся к двум типам. Первый – это доманикитные образования, производящие жидкие углеводороды, второй – это толщи, содержащие большие массы детритного материала наземной растительности и генерирующие углеводородные газы, часто жирные.

Нефтегазовые резервуары возникали в каньонах и разветвленных каналах, служивших транзитными зонами. Через них пронеслись, многократно переминаясь, большие объемы осадков, из которых осаждались в основном пески и гравелиты. Вследствие поступления с суши в акваторию значительных масс осадков оживлялись сдвиги, которые усложняли строение рифтовых прогибов, превращая их в полирифтовые.

Для рассматриваемого мегапрогиба Восточной Арктики наиболее возможной представляется весьма распространенная модель фазовой зональности нафтидов, которая формируется в направлении от депоцентра бассейна к его склонам и выражается в последовательности: газ → нефть → битум. Такая модель прослежена для многих хорошо изученных нефтегазоносных бассейнов, расположенных на палеошельфах современной суши и прибрежной зоны Мирового океана. Развитие подобной зональности наблюдается в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском, Восточно-Баренцевском, Северо-Аляскинском и других бассейнах [11]. Несколько иначе зональность может выглядеть во впадине Макарова, присоединяющейся с северо-запада к мегапрогибу Вилькицкого-Северо-Чукотскому. Её пересекает континентальный склон, вдоль которого возможно накопление глинистых фенос с песчаными рукавами (ветвистыми каналами). Не исключено, что в последних аккумулировалась нефть.

На зональность мегапрогиба могло повлиять сложное ступенчатое строение осадочного заполнения, обусловленное формированием в депоцентрах относительно небольших суббассейнов типа pull-apart, превращавших мегабассейн в полирифт, что создавало благоприятные условия для образования и накопления углеводородов. Такие ситуации весьма характерны для бассейнов рифтового происхождения. С ними автор [12] сталкивалась при составлении сводки по нефтегазоносности Восточного Китая (бассейны Сунляо, Бахайвань, Субей – юг Жёлтого моря, Восточно- и Южно-Китайский и др.). На участках трансформных разломов здесь также эпизодически образовывались небольшие впадины pull-apart.

Согласно модели, высокотемпературный газ, генерированный на больших глубинах, порой превосходящих 15–20 км, из-за слабых емкостных возможностей отложений не мог здесь аккумулироваться. Возникали зоны аномально вы-

соких давлений, через которые периодически газ прорывался в средние и верхние горизонты бассейна, где мог накапливаться в ловушках суббассейнов типа pull-apart. Нефть, которая образовывалась в менее жестких РТ условиях на средних глубинах, газ вытеснял на приподнятые структуры (так называемые перемычки и межграбеновые площади), а также способствовал ее миграции по латерали в зоны выклинивания на склоны суббассейнов и мегабассейна. В центральной наименее преобразованной части осадочного заполнения мегабассейна шкала катагенеза органического вещества и пород обычно бывает более растянута по вертикали по сравнению с таковой на приподнятых структурах и склонах, подвергшихся влиянию тектонических деформаций. Такое предположение основывается на материалах многих хорошо изученных НГБ, например, Западно-Сибирского, Лено-Виллойского, Енисей-Хатангского и др. [13]. Поэтому депозиты Вилькицкого-Северо-Чукотского мегабассейна, очевидно, также являлись главными очагами образования углеводородов. Их фазовое состояние проявлялось в виде пока неустановленных зон с преимущественным газонакоплением и нефтегазонакоплением.

Зоны с преимущественным газонакоплением предполагаются на малых и средних глубинах (1–5 км) непосредственно в мегабассейне, где они связаны с песчаными коллекторами, перекрытыми надежными покрывками. Зоны с преимущественным нефтегазонакоплением смещены к склонам бассейна, где они могут локализоваться за пределами главных сбросов, ограничивающих наиболее глубокие части мегабассейна.

Зоны преимущественного нефтегазонакопления со значительной долей вероятности должны располагаться, прежде всего, на северном склоне мегабассейна, приближенном, а на некоторых участках непосредственно соприкасающемся с бровкой континентального склона. Здесь отложения слабо изменены, особенно перспективными могут оказаться плоские борта полувпадины Макарова и участок внутри нее, который пересекается континентальным склоном. К нему может быть приурочена крупная авандельта с мощным осадочным накоплением, представляющим собой благоприятное сочетание качественных нефтегазопроизводящих толщ и песчано-гравийных резервуаров. На северо-востоке зона преимущественного нефтегазонакопления прилегает к высоко поднятому склону Чукотского плато, так называемого бордерленда, а на западе – к поднятию Де-Лонга, продолжаясь на юго-восточно-Де-Лонговскую перемычку.

На юге перспективной зоной преимущественного нефтегазонакопления представляется склон Северо-Чукотского прогиба, контактирующий с Врангелевско-Геральдским поднятием и располагающийся между трансформным разломом и надвигом Геральда. Вызывают интерес слабо дислоцированные отложения элсмирского комплекса Западно-Врангелевского грабена. Не исключено, что осадочные толщи и содержащееся в них органическое вещество характеризуются сужением шкалы катагенеза по сравнению с центральной частью бассейна, что дает основание предполагать размещение углеводородных залежей в неглубоких горизонтах грабена. Части поднятий, ограничивающих с юга Северо-Чукотский прогиб, интенсивно преобразованные под влиянием сил сжатия, являются бесперспективными.

Западный склон мегабассейна, соприкасающийся с о-вами Новосибирского архипелага, может сохранять значительные перспективы, распространяющиеся

на о-ва Новая Сибирь и Котельный, к которым приурочены битумоносные зоны. Несколько отдельно от мегабассейна, в виде его ответвления на северо-западе, располагается Новосибирский грабен с мощностью осадочных отложений до 8–10 км. Бесспорно, его следует причислять к числу перспективных нефтегазоносных структур. Наиболее вероятные перспективы Новосибирского грабена на западе и востоке связываются с его приподнятыми надразломными бортами, на юге – с межграбеновой территорией, а на севере – с Центрально-Новосибирской перемычкой.

Основные открытия нефтяных месторождений в Восточной Арктике (Новосибирские острова, бассейн Северного склона Аляски, дельта Макензи и сухопутная часть Новосибирско-Чукотской покровно-складчатой системы) имеют весьма обширный стратиграфический диапазон, охватывающий верхний девон-палеоген. Наиболее крупные по запасам углеводородного сырья месторождения приурочены к элсмирскому комплексу (верхний девон – юра). В брукском комплексе (мелкайнозой) запасы нефти составляют 1/4 часть, а газа – примерно 1/2 от заключенных в элсмирском. В значительной степени такое соотношение может быть обусловлено преобладающей мощностью девон-юрских отложений в изученных бассейнах.

Учитывая особенности геологического строения Вилькицкого – Северо-Чукотского мегабассейна, в котором объемы отложений брукского комплекса преобладают в составе осадочного заполнения, можно предполагать, что большая часть зон газо- и нефтегазонакопления связаны с породами мелкайнозойского возраста. На западе бассейна, особенно на его склонах, перспективными могут оказаться и отложения элсмирского комплекса, поскольку на сопредельных островах Новосибирского архипелага выявлены в качестве нефтематеринских толщ ниже-среднедевонские, каменноугольные и пермские черные глинистые известняки и ниже-среднетриасовые аргиллиты, продолжающиеся на погруженной периклинали поднятия. Значительные продуцирующие способности можно ожидать от девонских толщ, в которых обнаружены обильные проявления антраксолитов.

В Южно-Чукотском бассейне, в основании которого залегает разветвленный рифт Куваева, перспективы также могут быть связаны с выполняющими его отложениями элсмирского комплекса, залегающими относительно не глубоко, что позволяет надеяться на открытие нефтяных и нефтегазовых залежей.

Анализ сейсмических материалов показывает большое разнообразие ловушек. Многие комбинированного типа: сводовые, тектонически-, литологически- и/или стратиграфически экранированные. В элсмирском комплексе могут быть также встречены структурные ловушки, сложенные закарстованными известняками.

Заключение

Из рассмотренных материалов видно, что Восточный шельф Арктики характеризуется большой шириной и присутствием многочисленных рифтогенных структур разного возраста и ориентировки. Приуроченные к ним седиментационные бассейны характеризуются мощным осадочным заполнением с морскими, аллювиально-дельтовыми и авандельтовыми отложениями, среди которых распространены генерирующие и аккумулирующие углеводороды толщи. Рифтовым

бассейнам свойственны благоприятные для нефтегазообразования и нефтегазо-накопления седиментационные и геотермические режимы. Важную роль в этих процессах играл трансформный разлом, с правосторонней сдвиговой компонентой. Он располагался во внешней части шельфа, где сформировался субширотный с ответвлениями полирифтовый мегабассейн Вилькицкого – Северо-Чукотский, на территорию которого ранее с юга вторгались меридионально вытянутые трог Ханна и Куваева. Очевидно, по этой причине на территории дельты седиментационной системы Куваева, сложенной элсмирским комплексом, на котором залегает верхний брукский комплекс, общая мощность осадочного выполнения характеризуется особенно большими значениями (до 18–20 км), что должно было активизировать нефтегазообразование в Северо-Чукотском прогибе.

Представляется, что наиболее перспективными для формирования скоплений преимущественно нефти и газа являются северные склоны Северо-Чукотского бассейна, в том числе впадины Макарова и прежде всего в области ее пересечения континентальным склоном, к которому могут быть приурочены конусы выноса с продуктивными каналами. На юге перспективные зоны предполагаются на склоне Врангельско-Геральдского поднятия, ограниченного надвигом. На западе такие зоны могут располагаться на склонах островов Новосибирского архипелага, где значительную роль играют твердые битумы. При погружении в бассейн на пологих склонах, вероятно, сохранялись зоны с преимущественной нефтегазоносностью. Над широким дном бассейна на средних и верхних глубинах прогнозируются зоны с преимущественной газоносностью. Залежи наиболее вероятны в ловушках небольших бассейнов pull-apart и перемычек.

В трог Куваева разветвленная седиментационная система может содержать углеводородные скопления в разнообразных ловушках, среди которых, кроме поперечного антиклинального поднятия, аккумулятивная роль может выполняться транзитными каналами.

Литература

1. *Thurston D.K., Theiss L.A.* Geologic report for the Chukchi Sea planning area, Alaska. 1987. OCS Report MMS 87-0046. Anchorage. Alaska. 193 p.
2. *Клубов Б.А.* К вопросу о перспективности острова Врангеля и прилежащих акваторий // Проблемы нефтегазоносности Северо-Востока СССР. Магадан: Изд-во АН СССР. 1973. С. 140–151.
3. *Клубов Б.А.* Битуминологическая характеристика каменноугольных и триасовых отложений острова Врангеля // Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ. 1972. С. 22–25.
4. *Иванов В.В., Клубов Б.А., Алтаева Н.В.* Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР // Геолого-геохимические особенности месторождений полезных ископаемых на Северо-Востоке СССР. Магадан: ДВНЦ АН СССР. 1976. С. 183–200.
5. Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии. М.: Наука, 1985. 208 с.
6. *Sherwood K.W., Johnson P.P., Craig J. D., et. al.* Structure and stratigraphy of the Hanna Trough, U.S. Chukchi Shelf, Alaska // Tectonic Evolution of the Bering Shelf – Chukchi Sea – Arctic Margin and Adjacent Landmasses. 2002. Geological Society of America, Special Paper 360. P. 39–66.
7. *Шипелькевич Ю.В., Бурлин Ю.К.* Тектоническое соотношение седиментационных бассейнов на Чукотско-Аляскинском шельфе и перспективы их нефтегазоносности // Докл. Рос. АН. 2003. Т. 391. С. 368–372.
8. *Franke D., Hinz K., Reichert C.* Geology of the East Siberian Sea, Russian Arctic, from seismic images: Structures, evolutions, and implications for the evolution of the Arctic Ocean Basin // Journal of Geophysical Research. 2004. V. 109. P. 1–19.

9. Иванова О.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Вилькицкого бассейна // ВНИГНИ. 2004. С. 86–98.

10. Хаин В.Е., Полякова И.Д. Нефтегазоносность глубоководных и ультраглубоководных зон континентальных окраин // Литология и полезные ископаемые. 2004. №6. С. 610–621.

11. Кравченко К.Н. Генерационно-аккумуляционные элементы нафтидных бассейнов // Отечественная геология. 1996. №3–4. С. 54–61.

12. Полякова И.Д., Рязанова Т.А. Критерии нефтегазоносности бассейнов Восточного Китая // Тихоокеанская геология. 1991. №3. С. 52–61.

13. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геол. и геофиз. 1998. Т. 39. №4. С. 512–517.

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВАЛА ШАТСКОГО (В ПРЕДЕЛАХ РОССИЙСКОГО СЕКТОРА ЧЕРНОГО МОРЯ)

М.М. Марина, Ю.М. Берлин

Институт океанологии РАН
marina@ocean.ru

Проблема оценки перспектив нефтегазоносности осадочных недр Черного моря является очень актуальной задачей для нашей страны как с точки зрения пополнения запасов нефти и газа в условиях их истощения в старых сухопутных нефтегазодобывающих районах, так и дальнейшего экономического развития территорий, примыкающих к российскому сектору моря. Успехи поисков нефти и газа, достигнутые в последние годы в различных глубоководных акваториях Мирового океана, например, на континентальных склонах Бразилии и западной Африки в Атлантическом океане, в Мексиканском заливе позволяют по-новому оценить потенциальные ресурсы углеводородов (УВ) в глубоководных районах Российского сектора Черного моря.

Крупнейшая погребенная структура северо-восточной части Черного моря – вал Шатского является одним из наиболее перспективных объектов. Вал Шатского прослеживается параллельно северо-восточному побережью Черного моря на протяжении 370 км при ширине 50 км [24, 30]. Он расположен между Восточно-Черноморской котловиной с мощным осадочным чехлом (до 13 км) и Туапсинским краевым прогибом. На северо-западе в пределах Российской экономической зоны глубина его поверхности 2000 м, а в юго-восточном направлении поверхность вала воздымается, он пересекает континентальный склон и шельф и выходит на сушу [15, 30]. Для вала Шатского характерно асимметричное строение. У него крутое и узкое южное крыло и широкий свод, переходящий в пологое северное крыло [21].

Морские сейсмические исследования методом отраженных волн – общей глубинной точки (МОВ ОГТ), проведенные в 2001–2004 гг. НК ЮКОС в северной части вала Шатского с расстояниями между профилями 5 км, методом преломленных волн (МПВ), проведенных в 2002 г. институтом океанологии РАН, переинтерпретация материалов сейсмических исследований МОВ ОГТ прошлых лет позволили подтвердить и детализировать строение вала Шатского, уточнить ли-

тологический состав пород осадочного чехла; впервые в центральной части вала по данным МПВ выделена поверхность доюрского кристаллического фундамента [2, 18, 22, 25].

Корреляция сейсмических волн, полученных по данным МОВ ОГТ, выполнялась по 10 отражающим горизонтам, стратификация которых основывалась на увязке морских данных МОВ с геолого-геофизическими исследованиями на суше и шельфе в прилегающих к валу Шатского районах Крыма, Кавказа, Предкавказья, а также на имеющихся данных глубоководного бурения морских скважин 380, 380-А на судне «Glomar Challenger» [5, 10, 30].

Осадочную толщу можно разделить на три сейсмокомплекса [25]. Нижний из них охватывает интервал от нижней юры до эоцена включительно. Подошва комплекса отождествляется с подошвой осадочного чехла, залегающего на метаморфических породах, поверхность которых выделяется по материалам КМПВ прежних лет [22]. По характеру волнового поля на сеймопрофилях нижне-среднеюрские отложения сопоставляются с вулканическими породами, а волновая картина верхнеюрских отложений близка карбонатным образованиям типа барьерных рифов или одиночных рифогенных построек, достраивающих вулканические основания [18, 25]. Нижнемеловые отложения имеют преимущественно карбонатный состав, а верхний мел сложен только известняками.

Средний сеймостратиграфический комплекс представлен преимущественно глинистыми отложениями майкопской свиты (олигоцен – нижний миоцен).

Верхний комплекс включает в себя среднемиоценовый и четвертичный интервалы разреза.

В результате интерпретации сейсмических данных на картах и геолого-геофизических профилях по валу Шатского нашли подтверждение и оконтурены основные структуры, осложняющие его поверхность: Палласа, Северо-Черноморская, Южно-Дообская, Восточно-Черноморская, Адлерская и другие, меньшие по площади и амплитуде. Эти поднятия в плане неправильной формы, часто вытянуты в субширотном направлении. Поднятие Палласа максимально выражено в мезозойских отложениях и имеет размеры 12×30 км. Вертикальная амплитуда по кровле эоцена или мела может достигать 300 м. Еще крупнее по размерам Северо-Черноморское поднятие, примерно 100×45 км. Важнейшей характеристикой этих поднятий являются рифы верхнеюрского возраста, отчетливо выделенные на сеймопрофилях [14, 18, 25].

Сейсмическое изучение северной части вала Шатского, проведенное НК ЮКОС в 2001–2004 гг., предварительный анализ их результатов привели к предположению о более широком распространении системы позднеюрских карбонатных, вероятно, рифовых построек [2]. Ширина их 10–20 км, а мощность достигает 1–2 км. Рифоподобные массивы разделялись зонами некомпенсированного осадконакопления (карбонатными и глинистыми илами небольшой мощности) и продуктами разрушения самих массивов. Далее депрессии заполнялись более молодыми осадками.

Суммируя вышеизложенное, можно заключить, что выявленные структуры на валу Шатского по верхнеюрскому – нижнемеловому интервалу могут являться первоочередными объектами для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ. Имеются хорошо выраженные локальные поднятия, очевидно хорошего качества коллекторы, возможно, надежные покрывки.

Но для комплексной оценки перспектив нефтегазоносности необходимо еще спрогнозировать положение очагов генерации и фазовый состав УВ, поступающих в эти структуры. Этот прогноз можно провести на основе историко-генетического метода, разработанного в Институте Океанологии РАН и успешно примененного на многих осадочных бассейнах Мирового океана. [6, 8, 9, 26]. Основой метода является выделение в разрезе нефтегазоматеринских отложений, оценка степени их прогрева и прогнозирование очагов нефте- и/или газообразования.

В Черноморском регионе в качестве одного из основных нефтегазоматеринских комплексов многими исследователями рассматриваются отложения майкопской свиты [3, 6, 9, 20, 21, 27, 32, 33]. В то же время, как показывает анализ распределения залежей нефти и газа, они являются и главной нефтегазосодержащей толщей в этом регионе. Известно, что масштабы генерации УВ и их фазовый состав в значительной мере связаны с содержанием и типом fossilized органического вещества (ОВ). Поэтому прогноз распределения этих параметров в неизученных районах Черного моря является важной задачей для дальнейших поисков залежей нефти и газа, особенно в более глубоководных его участках, к которым относится и вал Шатского. Известны три метода такого прогноза, подробно изложенные в работах [27, 28].

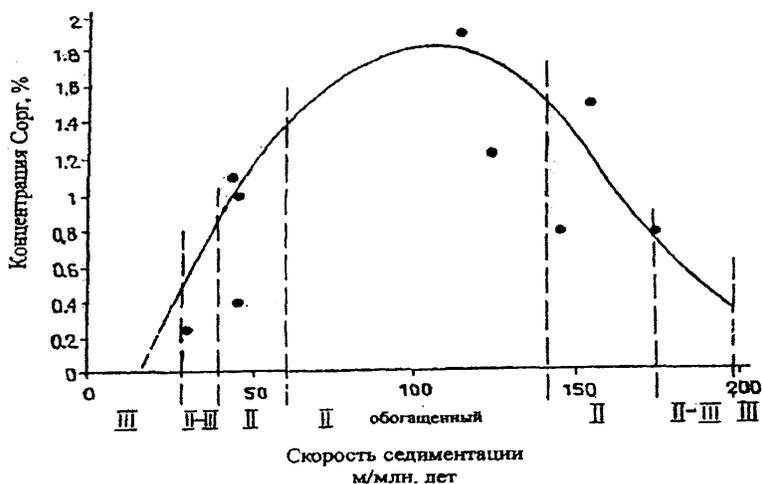


Рис. 1. Майкопская свита. График зависимости концентраций Сорг от скорости седиментации

Одним из важнейших факторов, влияющих на концентрацию органического углерода ($C_{орг}$) в осадках, является скорость седиментации [27]. Для майкопских отложений большей части Черноморского региона выявлена отчетливая связь этих двух параметров (рис. 1). При построении этого графика были использованы материалы по хорошо изученным разрезам майкопской свиты как на суше, так и в акваториальной части региона. Одиннадцать таких разрезов охарактеризованы многими десятками определений $C_{орг}$ и основных геохимических параметров ОВ при различных скоростях осадконакопления. Шесть других разрезов за пределами Рос-

сии в Черном море, охарактеризованы графиками с детальной геохимической информацией. Все вместе они составляют около 2000 определений $C_{орг}$ и 100 различных характеристик ОВ. Представленный график (рис. 1) является ключевым для преобразования карты мощностей майкопской свиты в карту распределения типов ОВ. Следует отметить, что он по форме имеет сходство с аналогичными графиками по другим регионам и для других стратиграфических комплексов [27].

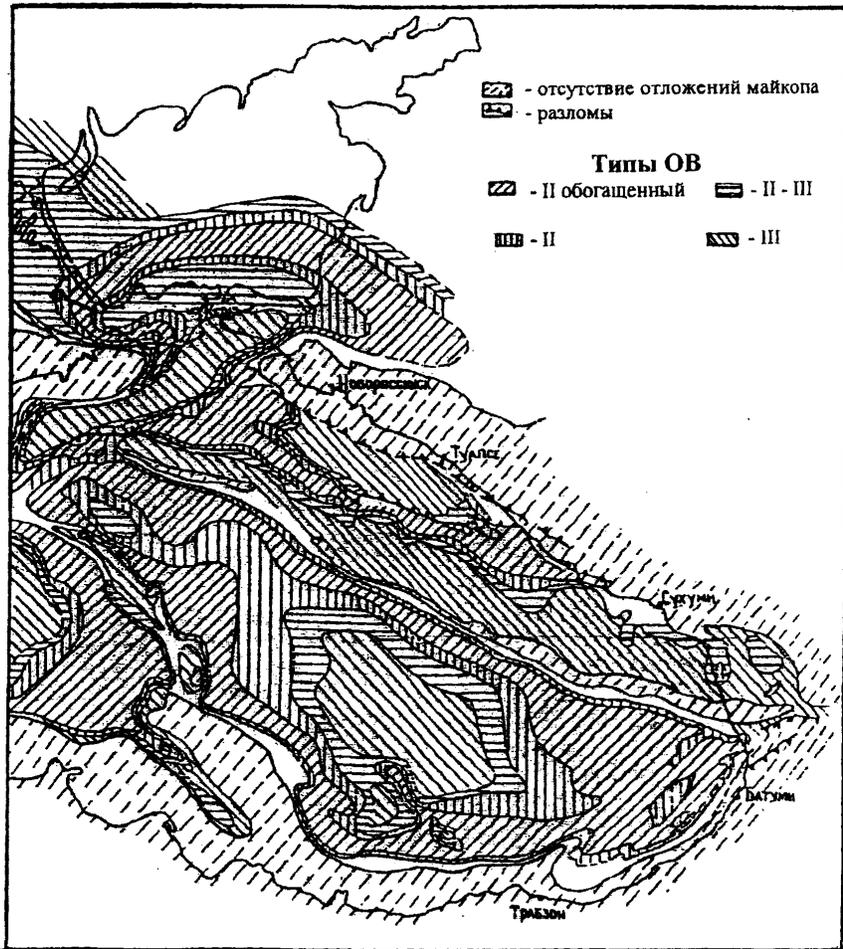


Рис. 2. Восточная часть Черноморского региона. Распределение типов ОВ в отложениях майкопской свиты

Согласно рис. 1, максимальные средние концентрации $C_{орг}$, колеблющиеся от 0,8% до 1,8%, накапливались при скоростях седиментации ($V_{сед.}$) от 60 до 140 м/млн.лет. В этом скоростном диапазоне, судя по данным геохимических исследований в майкопских отложениях, накапливалось ОВ II типа, генерирующего нефтяные УВ. Два следующих интервала $V_{сед.}$, примыкающих к предыдущему, на

рассматриваемом графике характеризуют ОВ смешанного II–III типа. И, наконец, при $V_{\text{сед.}}$, достигающих 200 м/млн лет, или, наоборот очень низких значений (< 30 м/млн лет) в майкопских отложениях накапливается ОВ III типа, способное генерировать в основном газовые УВ. Граничные значения $V_{\text{сед.}}$ в двух последних зонах не определены в результате ограниченности имеющихся данных. В итоге, для акваториальной части Черноморского региона была построена карта распределения типов ОВ в майкопских отложениях, восточная часть которой продемонстрирована на рис. 2. Ее анализ позволяет сделать следующие основные выводы:

– ОВ II обогатненного и II типа прогнозируется на значительной части Индоло-Кубанского и крыльях Керченско-Таманского прогибов, в обширных при-склоновых районах Восточно-Черноморской впадины, а также на северо-восточной и юго-западной окраинах вала Шатского;

– ОВ III типа прогнозируется в районах наибольших мощностей майкопской свиты Восточно-Черноморской впадины, значительной части вала Шатского и Туапсинском прогибе. В последнем районе этот прогноз подтверждается данными геохимического изучения образцов пород майкопа [16].

– ОВ II–III типов обрамляет относительно широкой полосой зону распространения ОВ III типа Восточно-Черноморской впадины, прогнозируется в акваториальной части Индоло-Кубанского прогиба, а также на северо-восточной окраине вала Шатского.

Следующей задачей являлся прогноз в Черноморском регионе современных геотермических условий залегания осадочных толщ, в том числе потенциально нефтегазоматеринских майкопских отложений, иначе говоря, оценка степени их прогрева. Методические аспекты этого вопроса, в том числе и формулы расчета температур, детально обсуждены в работах А.А. Геодекьяна с соавторами [6] В.Я. Троцюка [26] и поэтому в настоящей работе не рассматриваются. Следует только уточнить некоторые детали расчетов. Так, например, упомянутые в формулах значения T_0 – температура в осадках вблизи дна, где термальные условия являются стабильными, для шельфа и континентального склона принимается равным 8°C , а в глубоководных частях Чёрного моря – 10°C . Значения теплового потока были взяты с построенной карты их распределения в Черноморском регионе [31]. Прогноз теплопроводности отложений сделан на основе установленной зависимости между этим параметром и плотностью пород. Плотность пород прогнозируется по сейсмическим скоростям [26]. Привлекались также конкретные материалы о физических свойствах отложений в скважинах обрамлений Черноморского региона.

Расчёты проводились по довольно многочисленным оценочным разрезам осадочного чехла как в глубоководных частях Чёрного моря, так и по 10 разрезам конкретных скважин в пределах северо-западного и Керченско-Таманского шельфов. Сравнение температур рассчитанных и измеренных непосредственно в скважинах показывает их различия всего на $5\text{--}7^{\circ}\text{C}$. При определении температур в оценочных разрезах глубоководных частей Чёрного моря использовались карты мощностей палеоцен-эоценовых, майкопских, плиоценовых и антропогеновых отложений [11]. Эта часть работы проиллюстрирована на примере оценочных разрезов А, В, С, расположенных на разных изолиниях значений теплового потока. На графике (рис. 3) по этим разрезам показано распределение теплового потока и рассчитанных современных температур в зависимости от глубин залегания отложений.

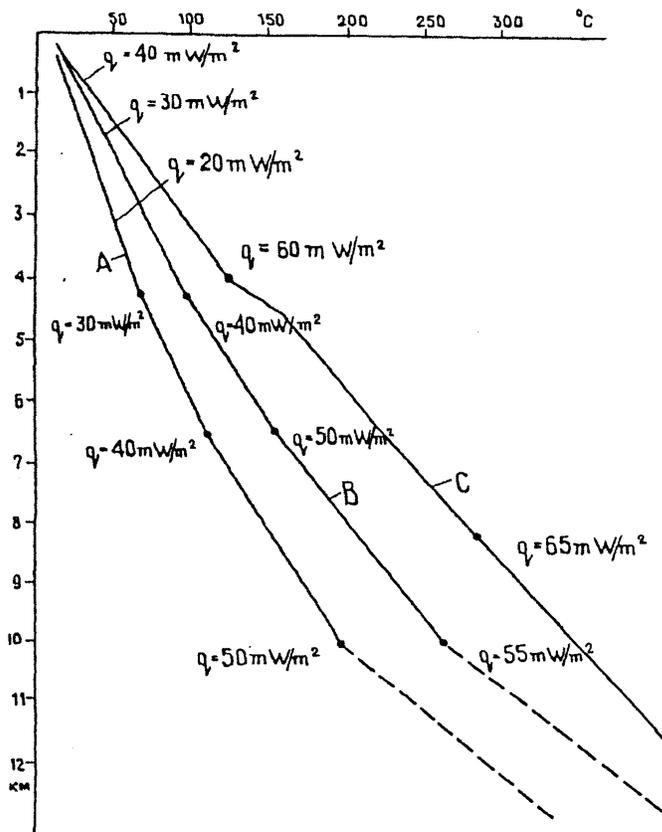


Рис. 3. Распределение теплового потока и современных температур в оценочных разрезах А, В, С

В результате всех проведённых расчётов была впервые построена карта распределения современных температур по подошве рассматриваемой майкопской свиты (рис. 4), на которой показаны положение оценочных разрезов по скважинам и разрезов А, В, С в глубоководных частях акватории. Выбор обозначенной выше поверхности определяется тем, что нижняя часть свиты по геохимическим данным является наиболее потенциально нефтегазоматеринской толщей Черноморского региона, и в то же время связана с верхней частью кумской свиты (верхний эоцен) Индоло-Кубанского прогиба, которая также является материнской толщей.

При рассмотрении карты ограничимся только анализом распределения температур на валу Шатского и в примыкающих к нему районах. Для большей части вала Шатского характерно изменение температур в подошве майкопа в пределах 100–150°C. На его северо-восточной окраине наблюдается их увеличение. В Туапсинском прогибе вследствие сложности его тектонического строения не представляется возможным закартировать температурные условия в подошве майкопа. В Восточно-Черноморской впадине, ограничивающей вал Шатского с юго-запада, температуры подошвы майкопских отложений меняются в широких пределах – от 200 до 300°C.

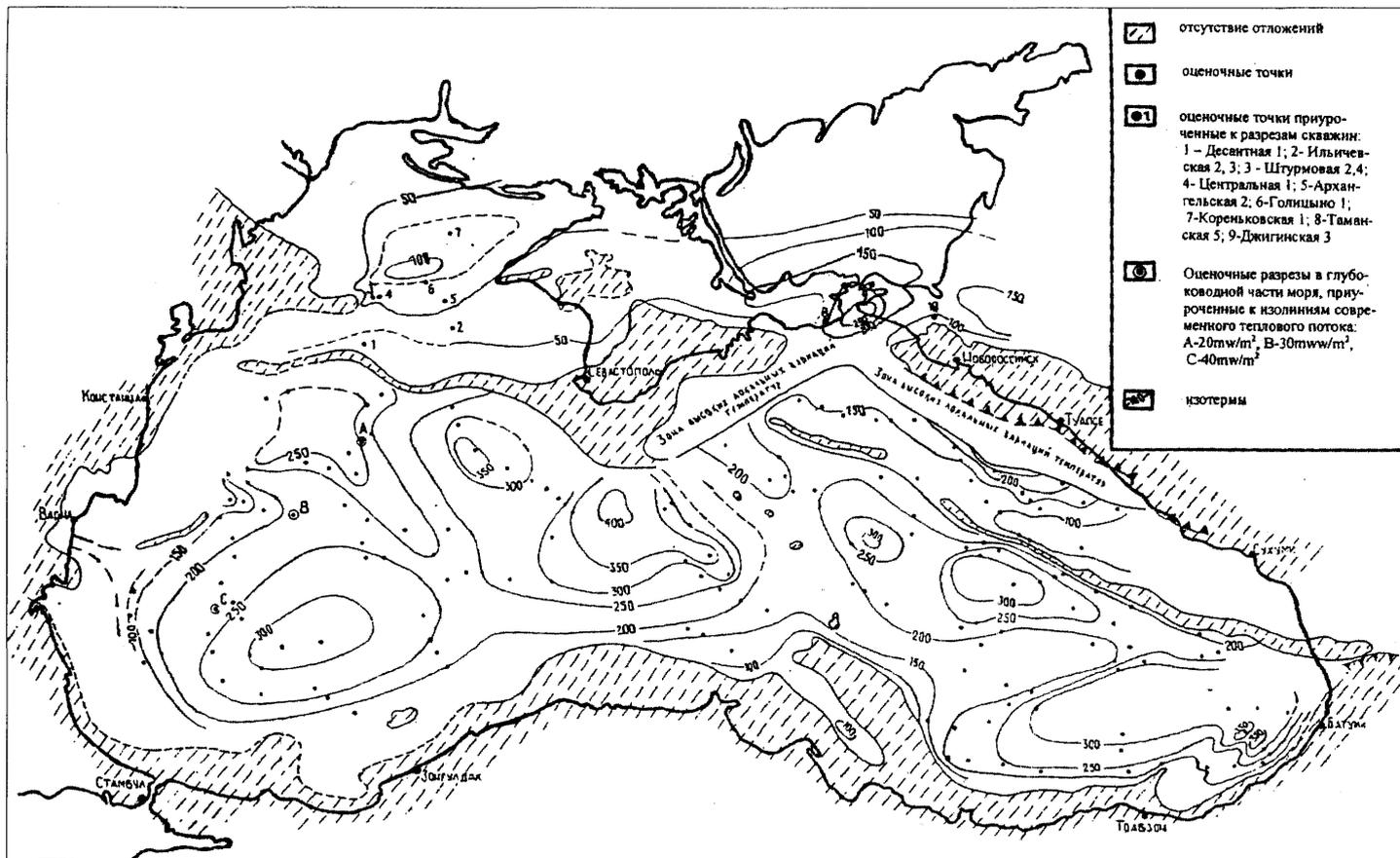


Рис. 4. Схематическая карта распределения температур в подошве майкопской свиты Черноморского региона

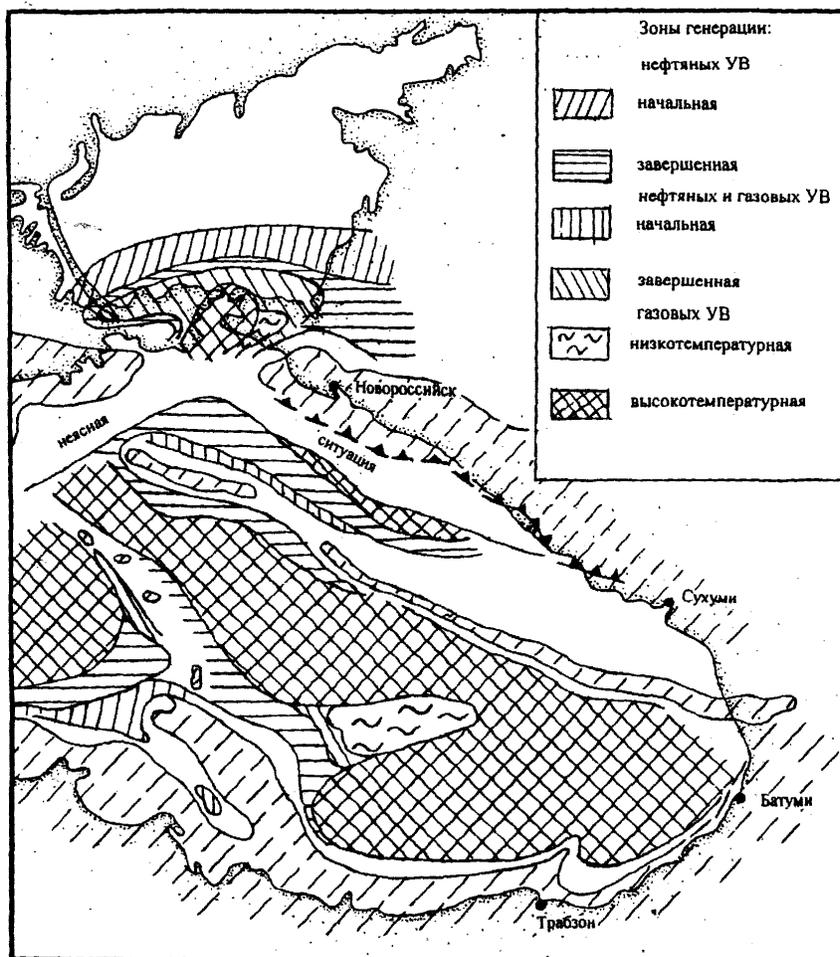


Рис. 5. Схематическая карта очагов нефтегазообразования майкопской свиты Восточной части Черноморского региона

На основании совместного анализа построенных карт распределения типов ОВ в майкопских отложениях и карты температур была также впервые построена для восточной части Черноморского региона карта распределения очагов нефтегазообразования по подошве майкопской свиты (рис. 5). В зависимости от температурных условий и типов ОВ в пределах очагов выделяются зоны генерации УВ различного фазового состава. Согласно существующим представлениям о глубинной зональности процессов нефтегазообразования, нами выделены следующие градации генерационных зон:

Тип керогена	T, °C	Зоны генерации УВ
III	70–180	Низкотемпературного газообразования
II	70–135	Начального нефтеобразования
	135–180	Завершённого нефтеобразования

II–III	70–135	Начального нефте- и газообразования
	135–180	Завершённого нефте- и газообразования
II–III с преобладанием III	70–135	Начального нефтегазообразования
	135–180	Завершённого нефтегазообразования
III–II с преобладанием II	70–135	Начального газонфтеобразования
	135–180	Завершённого газонфтеобразования
любой	≥180	Высокотемпературного газообразования

На представленной карте отчётливо выделяются зоны с различным генерационным продуктом в очагах нефтегазообразования как на обрамлениях вала Шатского, так и в его пределах. На юго-западе он окаймляется большой по площади зоной высокотемпературного газообразования, приуроченной территориально к Восточно-Черноморской впадине. Ближе к северной части вала прослеживается относительно узкая зона завершённой генерации нефтяных углеводородов. На северо-восточном ограничении вала Шатского в западном и юго-западном направлениях от Туапсинского прогиба происходит последовательная смена зоны высокотемпературного газообразования на зону завершённого нефтегазообразования и зону начального нефте- и газообразования. На довольно широком своде вала отложения майкопской свиты содержат ОВ III типа и находятся, как было сказано ранее, в зоне воздействия температур от 100 до 150°C. Поэтому, хотя данных для картирования здесь очагов генерации УВ недостаточно, всё же можно предположить развитие зоны низкотемпературного газообразования.

Таким образом, рассмотренные ранее поднятия расположены между двумя крупными очагами генерации УВ в пределах Восточно-Черноморской котловины и Туапсинского прогиба. Кроме того, очаги генерации расположены и в пределах самого вала, где майкопские отложения широко развиты между этими поднятиями и перекрывают их.

Помимо детально рассмотренной майкопской свиты, не исключена возможность генерации УВ депрессионными отложениями верхней юры в зонах некомпенсированного осадконакопления между предполагаемыми рифовыми массивами и карбонатно-глинистыми отложениями нижнего мела, прилегающими к склонам структур.

Основная нефтегазоносность, как было сказано ранее, может быть связана прежде всего с рифовыми постройками верхней юры, в меньшей степени – с карбонатными породами нижнего-верхнего мела. Нельзя исключать перспективы нефтегазоносности и майкопских отложений, если в них будут встречены коллекторские пласты. По данным Л.П. Афанасенкова с соавторами [1] в пределах северной части вала Шатского обнаружена погребённая неогеновая речная система, которая также может быть хорошим объектом для поисков месторождений углеводородов. Суммируя всё вышесказанное, к первоочередным объектам для поисков нефти и газа следует отнести на западной периферии вала Шатского поднятия Палласа и Северо-Черноморское, в пределах восточной части вала – Восточно-Черноморское поднятие, в центральной части – Южно-Дообское поднятие.

Литература

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Неогеновая речная система вала Шатского в Черном море // ДАН, 2005. Т. 403, №1. С. 67–70.
2. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Выделение системы позднеюрских карбонатных построек в северной части вала Шатского в Черном море // ДАН, 2005. Т. 403, №2. С. 216–219.
3. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сент-Жермес М.Л., Тихомирова Е.Е. Условия осадконакопления в Восточном океане Паратетис в олигоцене-раннем миоцене // Вестник Моск. Ун-та, 2003. Сер. Геология, №4. С. 12–19.
4. Бендукидзе Н.С. Позднеюрские кораллы рифогенных отложений Кавказа и Крыма // Тр. Геол. ин-та им. А.И. Джамелидзе АН СССР, Новая серия. Тбилиси: Мецнеереба, 1982. Вып. 74. 166 с.
5. Бобылев В.В., Железняк В.Е., Шиманов Ю.В. и др. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей. М.: Недра, 1979. 184 с.
6. Геодекян А.А., Берлин Ю.М., Троцюк В.Я., Пиляк В.Л. Генетические закономерности нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1980. 268 с.
7. Геодекян А.А., Забанбарк А., Конюхов А.И. О нефтематеринском потенциале майкопских глин в недрах Черноморской впадины ДАН., 1996. Т. 346. №2. С. 222–225.
8. Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М. и др. Нефтегазогенетические исследования Болгарского сектора Черного моря. София: БАН, 1984. 289 с.
9. Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М., Марина М.М., Пиляк В.Л. Сб.: Нефтегазоносность окраинных морей России // Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. С.-П.: ВНИИОкеангеология, 1995. С. 174–189.
10. Геологическая история Черного моря по результатам глубоководного бурения. М.: Наука, 1980. 202 с.
11. Горшков А.С., Мейснер Л.Б., Соловьев и др. Альбом структурных карт и карт мощностей кайнозойских отложений Черноморской впадины. ГУГК, 1989. 11 листов.
12. Грачевский М.М., Кучерук А.С. Нефтегазоносность рифов Мирового океана. М.: Недра, 1989. 189 с.
13. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М.: Недра. 1988. 300 с.
14. Исмаилов Д.Ф., Терехов А.А., Шайнуров Р.В. Поднятие Палласа в Черном море – мезозойский погребенный рифовый массив // ДАН СССР, 1991. Т. 319. №4. С. 935–938.
15. Казьмин В.Г., Лобковский Л.И. Геологическое строение вала Шатского // Актуальные проблемы океанологии. М.: Наука, 2003. С. 221–242.
16. Круглякова Р.П., Дахнова М.В., Нечаева О.А., Чаленко А.А., Шевцова Н.Т. Геохимическая характеристика нефтематеринских свойств мезо-кайнозойских пород сопредельной суши Туапсинского прогиба Черного моря // XV Международная школа морской геологии. Геология морей и океанов, т. 1. М.: ГЕОС, 2003. С. 158–159.
17. Кутас Р.И. Поля тепловых потоков и термическая модель земной коры. Киев: Наукова Думка, 1978. 145 с.
18. Лобковский Л.И., Хортов А.В., Ковачев С.А., Гринько Б.Н. Глубинное строение и сейсмогеологические особенности крупнейших поднятий на Российском шельфе Черного моря по данным МОГТ-МПВ // Актуальные проблемы океанологии. М.: Наука, 2003. С. 207–221.
19. Любимова Е.А., Никитина В.Н., Томара Г.А. Тепловые поля внутренних и окраинных морей СССР. М.: Наука, 1976. 84 с.
20. Марина М.М., Берлин Ю.М. Оценка распределения органического вещества в олигоцен-нижнемиоценовых отложениях Черного моря // Международная научно-техническая конференция «Проблемы нефти и газа». Варна, 2004. С. 35–40.
21. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. Перспективы нефтегазоносности Черноморского региона // Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГЕОС, 2002. С. 165–178.
22. Непрочнов Ю.П. Глубинное строение земной коры под Черным морем по сейсмическим данным // Бюлл. МОИП, отд. геол., 1960. Т. 35. С. 30–35.
23. Попович С.В. Геологические предпосылки нефтегазоносности северо-восточной части Черного моря // Геология нефти и газа, 2000. №6. С. 14–20.

24. Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. и др. Результаты геолого-разведочных работ ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» по изучению ресурсной базы УВ-сырья в различных регионах России // II Международная конференция по проблеме нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, 2005. С. 12–14.

25. Пудовкин А.А., Хортов А.В. Сейсмостратиграфические особенности и перспективы нефтегазоносности вала Шатского // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2002. №1. С. 41–45.

26. Троцюк В.Я. Прогноз нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1980. 289 с.

27. Троцюк В.Я. Нефтематеринские породы осадочных бассейнов акваторий. М.: Недра, 1992. 212 с.

28. Троцюк, Марина М.М. Органический углерод в отложениях Мирового океана. М.: Наука, 1988. 174 с.

29. Троцюк В.Я., Ковачева И., Марина М.М. Прогноз распределения органического углерода в слабоизученных регионах акваторий // Геохимия, 1991. №5. С. 701–708.

30. Туголесов А.Д., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины. М.: Недра, 1985. 213 с.

31. Geothermal Atlas of Europe. Hermann Haack Verlagsgesellschaft, 1992. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, 1978. Leg 42. V. XLVII. Pt. 2. P. 124.

32. Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region. Edited by Robinson A.G. // AAPG, Memoir 68. Tulsa, Oklahoma, 1997. P. 383.

33. Robinson A.G., Ruda J.H., Banks C.J. and Wiles R.L.F. Petroleum Geology of the Black Sea//Marine and Petroleum Geology, 1996. V. 13, №2. P. 195–223.

БЫСТРЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ГЛУБИНЫ МОРЯ В ПЛАТФОРМЕННЫХ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНАХ, ИХ ФИЗИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ И ВЛИЯНИЕ НА ОБРАЗОВАНИЕ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА

Е.В. Артюшков¹, П.А. Чехович²

¹ Институт физики Земли РАН

² Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова
pchekh@mes.msu.ru

Введение

В большинстве древних морских бассейнов происходили значительные изменения палеоглубин, которые обычно связывают с изменениями уровня Мирового океана [1 и др.]. Особое внимание привлекают циклы третьего порядка с амплитудами 20–200 м и продолжительностью 1–3 млн лет, так называемые эвстатические события. Они широко используются при поиске залежей нефти и газа в линзах песков, отложившихся в эпохи регрессий на обнажившемся шельфе и на прилегающем мелководье, а также в турбидитах у подножья склонов древних бассейнов [2]. Поэтому за рубежом исследование данного явления ведется в широких масштабах, как в нефтяных компаниях, так, и при их поддержке, во многих университетах. Несмотря на свидетельства о существенном влиянии на глубину моря тектонических движений и недостаточно надежную корреляцию событий в удаленных друг от друга областях [3], подавляющее большинство исследователей считает существование частых эвстатических событий доказанным фактом.

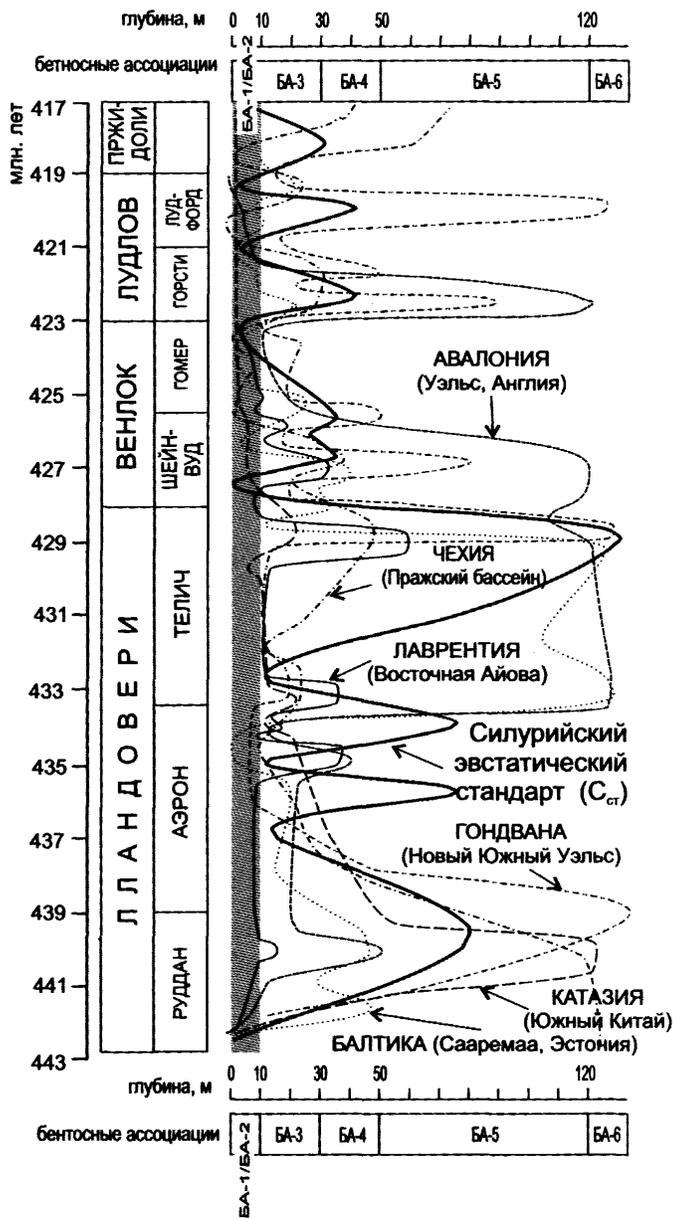


Рис. 1. Кривые изменения глубины моря в силуре для шести платформенных осадочных бассейнов и эвстатическая кривая «силурийского стандарта» C_{st} , полученная усреднением региональных кривых (с изменениями по [5, 8])

Крупные эвстатические события предполагаются почти для всего фанерозоя. Используя данные об осадконакоплении в Восточной Прибалтике, удалось, однако, показать, что в кембрии изменения уровня океана не превышали ± 10 м [4]. Быстрые изменения глубины моря в это время были связаны с поднятиями и погружениями коры. В настоящей работе описываются результаты аналогичных исследований, проведенных для силура и ордовика.

Сибирская платформа в силуре

Силурийские хронозоны и изменения уровня океана. В рамках МПГК с помощью усреднения изменений глубины моря в платформенных бассейнах на разных континентах была получена кривая эвстатических флуктуаций уровня океана в силуре (рис. 1) [5]. Она включает восемь циклов с амплитудами от нескольких десятков метров до ~130 м. Данный результат может быть проверен с помощью детальных стратиграфических данных по Восточной Сибири [6].

Классическим методом выделения эвстатических флуктуаций третьего порядка служит построение диаграмм Фишера [7] (схема построения описана, например, в [8]). На основе очень большого числа фаунистических видов, имеющих как глобальное, так и региональное распространение, а также с помощью литологических данных силур Восточной Сибири расчленен на 54 синхронных интервала – хронозоны [6]. На рис. 2 диаграммы Фишера построены по мощности мелководных осадков хронозон для разных районов Восточной Сибири. В венлоке-пржидоли для Туруханского и Кочумдекского районов отклонения графиков от вертикальной оси очень малы: $\leq 5-7$ м. Согласно стандартной интерпретации диаграмм Фишера это означает, что в данную эпоху эвстатические флуктуации не превышали $\pm 5-7$ м. Анализ диаграмм 3–5 показал, что эвстатические флуктуации не превышали данной величины и в лландовери.

Как показало сопоставление диаграмм Фишера для районов с разной скоростью погружения, средняя длительность хронозон $t_{хз}$ составляла 0,5 млн лет, а среднеквадратичные отклонения $t_{хз}$ не превышали 10% [8].

Резкие изменения скорости погружения коры и их механизм. На ряде графиков на рис. 2 на уровнях I, II, III и IV видны резкие изломы. Они указывают на то, что в Восточной Сибири в силуре происходили резкие изменения скорости погружения коры. Крупные подъемы графиков указывают на значительное ускорение погружения, а падения графиков – на его замедление. Изменения скорости погружения носили сложный характер, особенно на уровнях III и IV, когда в одних частях бассейна погружение ускорялось, в других замедлялось, а в Туруханском и Кочумдекском районах его скорость изменялось слабо.

Ордовик Восточной Прибалтики и Восточной Сибири

Амплитуды циклов третьего порядка. Мелководные платформенные разрезы ордовика рассматриваются в качестве классических объектов для выделения эвстатических событий [10]. Ряд событий с амплитудами до 150–200 м был выделен в нем на основе данных о трансгрессиях и регрессиях в осадочных бассейнах на разных континентах (рис. 3). В конце кембрия, в ордовике и в силуре на севере Эстонии, в Северо-Эстонской зоне 300 км длиной и 40–45 км шириной, за исключением нескольких эпизодов кратковременного осушения, осадконакопление происходило выше базиса нормальных волн, на глубинах ≤ 10 м [11–13]. С помощью моделирования по схеме, разработанной в [14], учитывая конечную скорость погружения коры и зависимость скорости карбонатного осадконакопления от глубины воды, удалось показать, что амплитуды эвстатических событий с периодами 1–3 млн лет на основной части ордовика не превышали 20 м [15]. Лишь в конце ордовика, в хирнантскую эпоху продолжительностью 2 млн лет, были выявлены два понижения уровня океана на ≥ 100 м, которые можно связать с оле-

денением Гондваны. Сопоставление с данными по Восточной Сибири [16, 17] показывает, что на рубеже кембрия и ордовика не было крупного эвстатического события, которое обычно рассматривается как репер для данного рубежа [18].

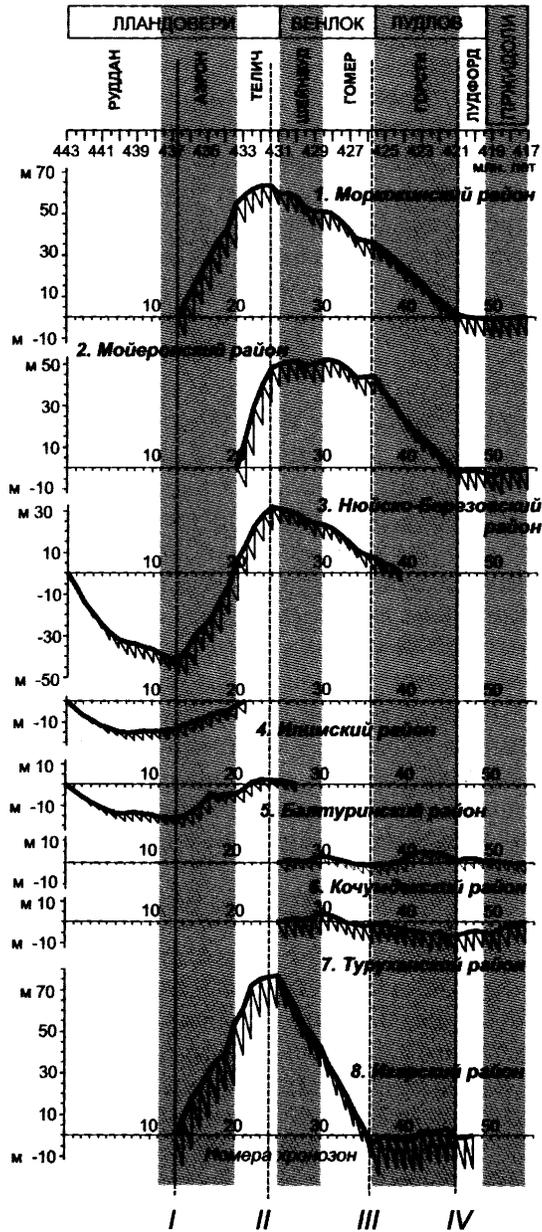


Рис. 2. Диаграммы Фишера для восьми районов Восточной Сибири. Диаграммы построены по мощности мелководных осадков силурийских хронозон – интервалов времени, синхронных для всех районов

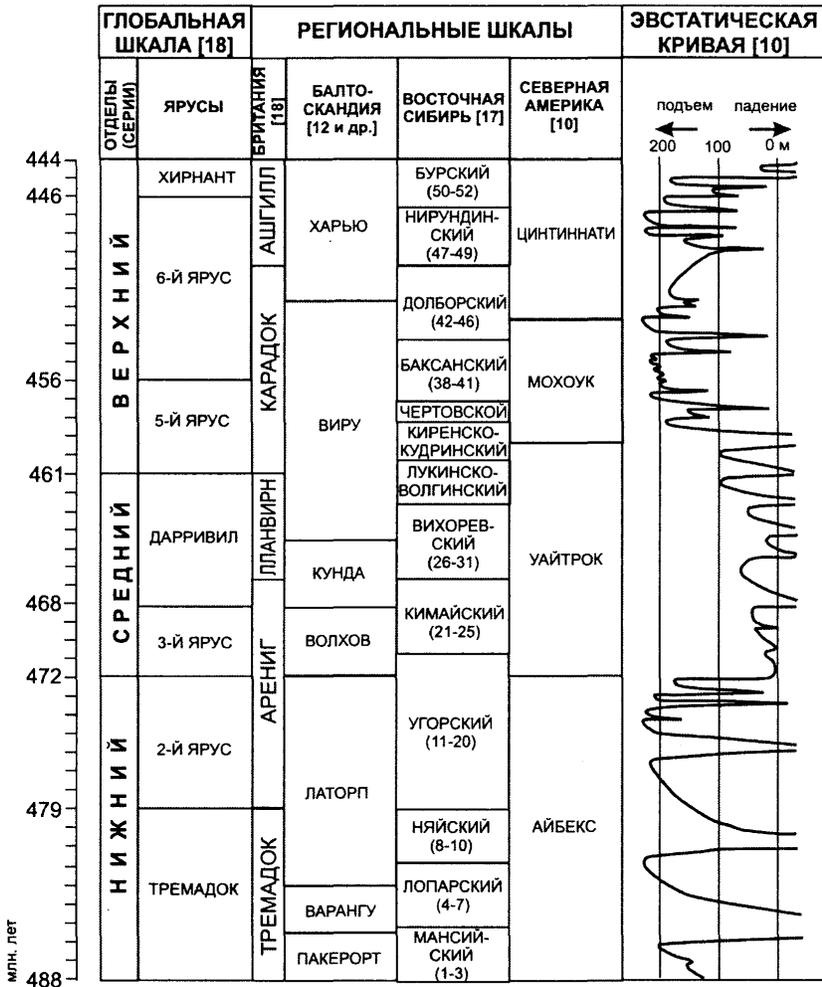


Рис. 3. Эвстатические флуктуации уровня Мирового океана, предполагаемые для ордовика (с изменениями по [10])

Квазипериодичность хронозон и резкие изменения скорости погружения коры. Ордовик Восточной Сибири расчленен на 52 хронозоны [17]. Для первых 30 хронозон, охватывающих 25 млн лет, на северо-западе области были характерны условия крайнего мелководья. Мощности осадков хронозон $h_{хз}$ в четырех районах показаны на рис. 4 с учетом последующего уплотнения отложений под нагрузкой вышележащей толщи осадков. На диаграммах можно выделить интервалы, где изменения $h_{хз}$ были относительно невелики, разделяемые рубежами I–VI, на которых мощности хронозон испытывают резкие изменения. Анализ диаграмм рис. 4 показывает, что временной объем хронозон оставался примерно постоянным (0,8 млн лет) со среднеквадратичным отклонением, не превышавшим 10% [15]. Внутри интервалов, разделяемых рубежами I–VI, скорость погружения коры также оставалась примерно постоянной. На данных рубежах за время $\leq 0,8$ млн лет резко изменялись, однако, скорости погружения

земной коры, причем эти изменения в разных районах были сильно различны. На отдельных рубежах изменения мощности хронозон достигали больших значений. Так, на рубеже II они составляют 50 м в Норильске и примерно 30 м в Игарке и на Ледянке.

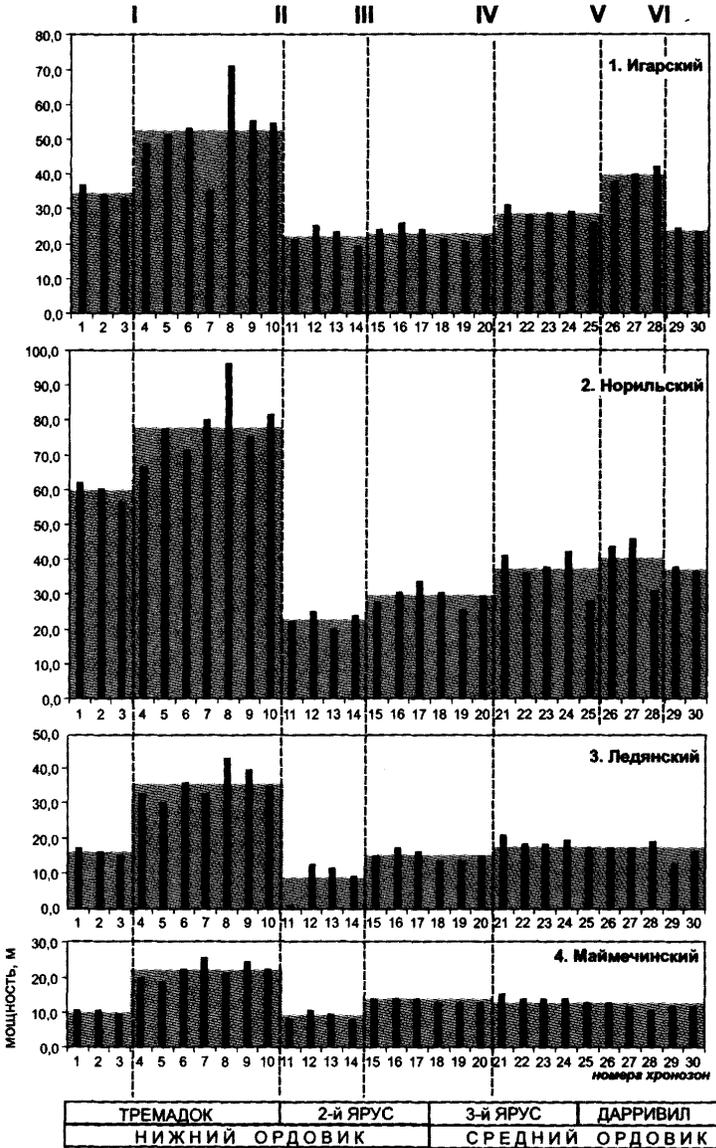


Рис. 4. Мощности осадков первых тридцати хронозон ордовика, накопившихся в четырех районах Восточной Сибири (по данным [17] с учетом декомпрессии). Серой заливкой показана средняя мощность хронозон для интервалов времени, на которых мощности отдельных хронозон изменялись слабо. I–VI – рубежи, на которых происходили резкие изменения скорости погружения коры

Быстрые поднятия и погружения коры на платформах

Как показывает проведенное рассмотрение, в течение всего силура, а также в ордовике, за исключением его двух последних миллионов лет, флуктуации уровня океана третьего порядка не превышали ~20 м. Тем не менее, как видно из рис. 1 и 3, в платформенных областях в данные эпохи многократно проявлялись крупные регрессии и трансгрессии. Так, в Северной Америке (рис. 3), в раннем ордовике имели место три кратковременные регрессии с последующими трансгрессиями. Высота платформы по отношению к уровню океана в это время изменялась на 200 м и более. При почти стабильном уровне океана, такие события указывают на быстрые поднятия и погружения коры на ≥ 200 м. Для среднего ордовика в Северной Америке была характерна крупная регрессия, осложненная частыми трансгрессиями с амплитудами ~100 м. В позднем ордовике преобладало низкое стояние платформы, на фоне которого имел место ряд регрессий на 100–200 м.

В среднем ордовике осушение осадочных бассейнов произошло не только в Северной Америке, но и во многих других областях, например, в Австралии, Аргентине и Южной Анатолии [19]. В силуре углубление и обмеление моря в осадочных бассейнах на нескольких уровнях проявлялось квазисинхронно, хотя и с разной интенсивностью (рис. 1). Эти данные показывают, что быстрые вертикальные движения одного знака на разных континентах могут проявляться синхронно или квазисинхронно. Такого рода события и послужили основой для представлений о глобальных эвстатических событиях. Синхронное или квазисинхронное проявление быстрых поднятий и погружений коры на сильно удаленных друг от друга платформах представляет собой новое явление. Чтобы установить механизм таких движений, потребуется детальное изучение их проявления в разных областях и в разные эпохи.

Неожиданным результатом является также выявление резких изменений скорости погружения коры в Восточной Сибири в ордовике и силуре. Проведенный анализ [8, 9, 15] показал, что такие часто используемые механизмы, как тепловая релаксация, изгибание литосферы при изменении действующей вдоль нее силы и изменения динамической топографии в мантии, для объяснения данного явления неприменимы. Наиболее вероятно, что эти изменения были связаны с ускорениями и замедлениями скорости уплотнения пород в нижней коре за счет фазовых переходов, которые были обусловлены изменениями напряженного состояния литосферы. Резкие изменения скорости погружения коры удалось выявить благодаря детальной датировке событий с помощью хронозон — наиболее мелких подразделений региональной шкалы, отвечающих очень коротким интервалам времени. Весьма вероятно, что это явление было характерно и для многих других бассейнов, но оно остается пока в них не обнаруженным из-за недостаточной разрешающей способности хроностратиграфии.

Приложения для поиска нефти и газа

Поиск неструктурных ловушек. С такими ловушками связаны крупные запасы углеводородов, как, например, в ачимовской толще Западной Сибири [20]. Современная методика поиска залежей углеводородов в неструктурных ловуш-

ках основана на представлении об эвстатической природе циклических изменений глубины воды третьего порядка в древних бассейнах. В таком случае изменения глубины моря по всей Земле должны быть одинаковыми. Тогда, зная угол палеосклона, в любом бассейне и для каждой эпохи можно предсказать расположение залежей углеводородов, образовавшихся в неструктурных (стратиграфических) ловушках вблизи древней береговой линии. В действительности, как показал проведенный нами анализ, в раннем палеозое уровень океана основную часть времени оставался почти постоянным, а береговые линии в платформенных осадочных бассейнах мигрировали вследствие быстрых региональных тектонических движений. Весьма вероятно, что такая же ситуация была характерна и для большей части среднего палеозоя, мезозоя и первой половины кайнозоя. Поэтому для надежного прогноза размещения залежей нефти, газа и конденсата в стратиграфических ловушках необходимо изучать закономерности и физические механизмы быстрых поднятий и погружений коры регионального масштаба в платформенных областях.

Определение путей миграции углеводородов. В Восточной Сибири в ордовике и силуре происходили резкие ускорения и замедления погружения коры. В результате за времена $\sim 0,5-0,8$ млн лет профиль осадочных слоев испытывал сильные изменения. Такие изменения, ранее остававшиеся неизвестными, существенно изменяли пути миграции углеводородов в ловушки. Поэтому учет данного явления весьма важен для правильной организации их поиска.

Корреляция разрезов в нефтегазоносных бассейнах. Разрезы мелководных осадков часто содержат множество элементарных циклов мощностью порядка одного или нескольких метров и продолжительностью 0,01–1 млн лет. В начале каждого цикла происходит слабое углубление, после чего постепенно восстанавливаются прежние глубины. Природе элементарных циклов в последние годы уделяется большое внимание [21 и др.]. Часто предполагается, что они имеют эвстатическую природу и связаны с циклами Миланковича. В таком случае циклы должны иметь постоянную длительность и быть во всех областях одинаковыми. Это обеспечило бы возможность корреляции сильно удаленных разрезов, что важно для поиска нефти и газа, а также для построения хроностратиграфических схем. Как показал проведенный нами анализ, в Восточной Сибири продолжительность элементарных циклов в силуре изменялась во времени, и в разных областях она была различной. В таких условиях элементарные циклы не могут быть использованы для поиска нефти и газа.

В отличие от элементарных циклов, ордовикские и силурийские хронозоны в Восточной Сибири отвечают синхронным интервалам времени на площади около двух миллионов квадратных километров. Поэтому хронозоны могут быть надежно использованы для корреляции удаленных разрезов при поиске нефти и газа. Аналогичный подход может оказаться весьма перспективным и для других нефтегазоносных бассейнов.

Основные результаты

В процессе осуществления проекта и в более ранней работе [4] удалось показать, что на протяжении 126 млн лет в раннем палеозое крупные эвстатические флуктуации третьего порядка проявлялись только в течение 2 млн лет во время

оледенения в Гондване в конце ордовика. Это указывает на необходимость коренного изменения методики поиска нефти и газа в неструктурных ловушках.

Установлено широкое проявление быстрых поднятий и погружений коры на платформах, которые обычно считаются спокойными в тектоническом отношении.

Выявлена синхронность проявления таких движений в ряде бассейнов на разных континентах.

Выявлены резкие изменения скорости погружения коры на Сибирской платформе в ордовике и силуре.

Установлена квазипериодичность ордовикских и силурийских хронозон в Восточной Сибири, что дает новый, высокоточный, инструмент для датировки тектонических событий.

Литература

1. Mesozoic and Cenozoic sequence stratigraphy of European basins / P.C. de Graciansky, J.Hardenbol, T.Jaquin, P.R. Vail (eds.) // SEPM Special Publication Series 60. 1998. Tulsa. 786 p.

2. *Posamentier H.W., Allen G.P.* Siliciclastic sequence stratigraphy – concepts and applications // SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology. 2000. Vol. 7. 216 p.

3. *Miall A.D., Miall C.E.* Sequence stratigraphy as a scientific enterprise: the evolution and persistence of conflicting paradigms // Earth-Science Reviews. 2001. Vol. 54. P. 321–348.

4. *Artyushkov E.V., Lindström M., Popov L.E.* Relative sea-level changes in Baltoscandia in the Cambrian and early Ordovician: the predominance of tectonic factor and the absence of large-scale eustatic fluctuations // Tectonophysics. 2000. Vol. 320. P. 375–407.

5. *Johnson M.E.* 1996. Stable cratonic sequences and a standard for Silurian eustasy. Geol. Soc. Amer. Spec. Paper. Vol. 306. P. 202–211.

6. *Тесаков Ю.И., Предтеченский Н.Н., Лопушинская Т.В. и др.* Стратиграфия нефтегазовых бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы. Новосибирск: СО РАН. Филиал ГЕО. 2000. 403 с.

7. *Fischer A.G.* 1964. The Lofer cyclothems of the Alpine Triassic // Kansas Geological Survey Bulletin. Vol. 169. P. 107–149.

8. *Артюшков Е.В., Чехович П.А.* Природа изменений глубины силурийского моря в эпиконтинентальном осадочном бассейне Восточной Сибири // Геология и геофизика. 2004. т. 45. №11. С. 1273–1291.

9. *Артюшков Е.В., Чехович П.А., Тарлинг Д.Х.* О природе изменений глубины моря в осадочных бассейнах. Докл. РАН. 2004. Т. 388. №4. С. 515–520.

10. *Ross C.A., Ross J.R.P.* North American Ordovician depositional sequences and correlations / J.D. Cooper, M.L. Droser, S.L. Finney (eds.) // Ordovician Odyssey. SEPM. Fullerton CA. 1995. P. 309–313.

11. *Пылма Л.* Сравнительная литология карбонатных пород ордовика Северной и Средней Прибалтики. Таллин: Валгус. 1982. 164 с.

12. *Mannil R., Meidla T.* The Ordovician System of the East European Platform / B.D. Webby, R.J. Ross, Y.Y. Zhen (eds.) // The Ordovician System of the East European Platform and Tuva. Int. Union Geol. Sci. Publ. 1994. Vol. 28 A, P. 1–52.

13. *Nestor H., Einasto R.* Ordovician and Silurian carbonate sedimentation basin / A.Raukas, A.Teedumäe (eds.) Geology and Mineral Resources of Estonia // Estonian Acad. Publ. Tallinn. 1997. P. 192–204.

14. *Артюшков Е.В., Чехович П.А.* Силурийское осадконакопление в Восточной Сибири и отсутствие значительных изменений уровня океана // Геология и геофизика. 2002. Т. 43. №10. С. 893–915.

15. *Артюшков Е.В., Каньгин А.В., Тесаков Ю.И., Чехович П.А.* Флуктуации уровня океана в ордовике. Быстрые изменения скорости погружения земной коры в Восточной Сибири. Геология и геофизика. В печати.

16. Ордовик Сибирской платформы. (Опорный разрез на р. Кулумбе). М.: Наука, 1982, 224 с.
17. Тесаков Ю.И., Каныгин. А.В., Ядренкина А.Г. и др. Ордовик северо-запада Сибирской платформы. Новосибирск: СО РАН. Филиал ГЕО. 2003. 260 с.
18. Cooper R.A., Nowlan G.S., Williams S.H. Global stratotype and point for base of the Ordovician System // Episodes. 2001. Vol. 24 (1). P. 19–28.
19. Global Perspectives on Ordovician Geology. B.D. Webby, J.R. Laurie (eds.). Rotterdam: Balkema. 1992. 524 p.
20. Материалы геолого-технического совещания «Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны». Под ред. А.М. Брехунцова, С.Г. Кекуха, В.Н. Бородкина, Б.М. Блинова. Екатеринбург: Путеведь. 1999. 288 с.
21. Gale A.S., Hardenbol J., Hathway B. et al. # // Geology. 2002. Vol. 30. №. 4. P. 291–294.

ЛОКАЛЬНАЯ ГЕОДИНАМИКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Ф.С. Ульмасвай, С.А. Добрынина, Е.А. Сидорчук, Н.А. Налимова

Институт проблем нефти и газа РАН
ulmasvai@mail.ru

Взаимодействие литосферных плит деформирует их структуру, поднимая или погружая отдельные участки территорий. Тем самым значительные объемы пород осадочного чехла выводятся из сложившегося гравитационного равновесия, или нарушается установившийся тренд историко-геологических и литологических процессов начинается выработка новых равновесных состояний. Возникающие процессы могут захватывать как значительные территории, протяженностью в десятки сотни километров, так и небольшие участки в единицы километров. Наряду с указанными, источниками местного геодинамического напряжения служат эндогенные, по отношению к осадочному бассейну, факторы – гетерогенность состава осадочной толщи, определяющее разнообразие механических свойств осадков и пород, накопившихся в бассейне. В силу различия механических свойств осадков и пород они по-разному реагируют на нагрузку, создаваемую вышележащей толщей осадочного материала, в результате чего возникают своеобразные геодинамические ситуации.

Всю совокупность геодинамических процессов внутри осадочного чехла, в данном исследовании мы объединяем термином «локальные геодинамические процессы», поскольку, одной из характерной их особенностей является пространственная ограниченность – они распространены на несравнимо меньшей территории и ограничены несравнимо меньшими объемами пород, нежели глобальные геодинамические процессы. Генетическая классификационная диаграмма локальных геодинамических процессов показана на рис. 1. Ей придан традиционный вид треугольной диаграммы. В вершинах помещены три основных, упомянутых выше, фактора, определяющих генезис и особенности внутриплитных локальных геодинамических процессов: 1) геодинамическое воздействие извне плиты, 2) восстановление гравитационного равновесия, нарушенного внешними факторами и 3) локальные геодинамические процессы, генерированные особенностями состава и структуры осадочного выполнения плиты. Действие ни

одного из перечисленных факторов нам не удалось наблюдать в чистом виде. Во всех изученных случаях наблюдается совместное действие 2-х или даже всех 3-х факторов, чаще других второго и третьего.

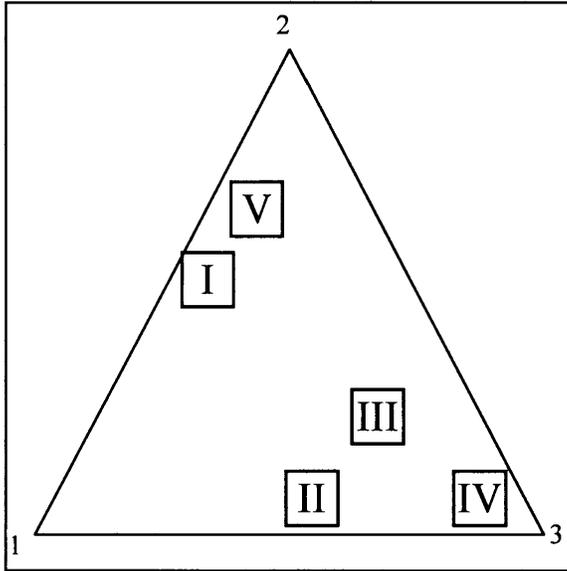


Рис. 1. Генетическая диаграмма внутриплитных локальных геодинамических процессов.

Условные обозначения: 1 – внешние геодинамические факторы; 2 – гравитационные процессы, восстанавливающие нарушенное внешними факторами гравитационное равновесие; 3 – процессы «расплющивания» осадков и пород под нагрузкой вышележащих отложений.

I–IV – Примеры: I – юг Сибирской платформы; II – Астраханское ГК месторождение; III – северный Сахалин, месторождение Эхаби; IV – модель локальных геодинамических процессов, созданных нагрузкой осадочной толщи; V – Уренгойское месторождение

Локальные геодинамические процессы гравитационного типа на юге Сибирской платформы и их нефтегазоносность

В южной части Сибирской платформы давно известны так называемые Непские и Ленские линейные складки. Они имеют длину до 100 км, при ширине 3–5–10 км и высоте до 0,5 км. Северо-западные склоны более крутые, чем юго-восточные. Складчатые зоны разделяются участками, где развиты изометричные структуры без четко выраженного простирания. Относительно генезиса складок в целом, у геологов нет расхождений. Образование складок под влиянием латеральных усилий, направленных с юга на север, с юго-востока на северо-запад настолько явно выражено, что не подвергается сомнению.

Морфологически сходную структурную ситуацию в начале 50-х годов описал В.В. Белоусов [1]. Участки, откуда происходило соскальзывание слоев, он называл зонами оттока. Участки, куда происходило соскальзывание слоев – зонами нагнетания. В этих терминах зоны линейной складчатости на юге Сибирской платформы являются зонами нагнетания, а зоны их разделяющие – зонами оттока. В геодина-

мических терминах первые можно считать зонами локального геодинамического сжатия, а вторые – локального геодинамического растяжения. При этом, очевидно, что структуры локального геодинамического сжатия приобрели отчетливо видимые формы благодаря наличию в разрезе пластов соли – по ней происходило интенсивное соскальзывание вышележащих пластов. Однако условия локального геодинамического сжатия и растяжения не ограничиваются надсолевой частью разреза. Соль позволяет всего лишь наглядно проявиться в структуре геодинамическим ситуациям. Сами же геодинамические напряжения охватывают и несоле-носную часть разреза, по крайней мере, до кровли фундамента [2, 3, 4]. Пользуясь тем, что участки локального геодинамического сжатия достаточно четко выделяются на геологических и топографических картах по наличию характерных линейных складок, они были нами закартированы в южной части платформы. Оказалось, что все известные месторождения УВ лежат в зонах локального геодинамического растяжения (рис. 2).

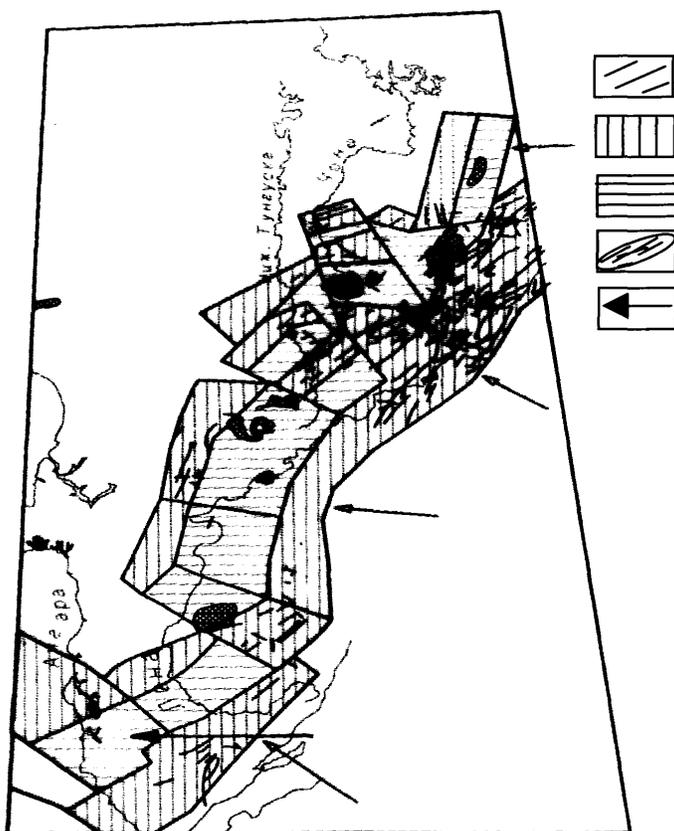


Рис. 2. Локальные геодинамические блоки на юге Сибирской платформы и положение месторождений нефти и газа в них.

Условные обозначения: 1 – оси линейных складок; 2 – зоны нагнетания, зоны локального геодинамического сжатия; 3 – зоны оттока – зоны локального геодинамического растяжения; 4 – месторождения нефти и газа; 5 – направления соскальзывания слоев

Установленные данные позволили составить модель локальных геодинамических условий на юге Сибирской платформы, вызванных гравитационным тектогенезом, и приуроченности к ним месторождений нефти и газа (рис. 3). Модель представляет ряд квазигоризонтальных ступеней, на которых формируются локальные геодинамические зоны растяжения, соединенных наклонными поверхностями, на которых формируются зоны локального геодинамического сжатия. По простиранию локальные геодинамические зоны разделяются друг от друга прямолинейными границами, разломная природа которых часто установлена геологическим картированием.

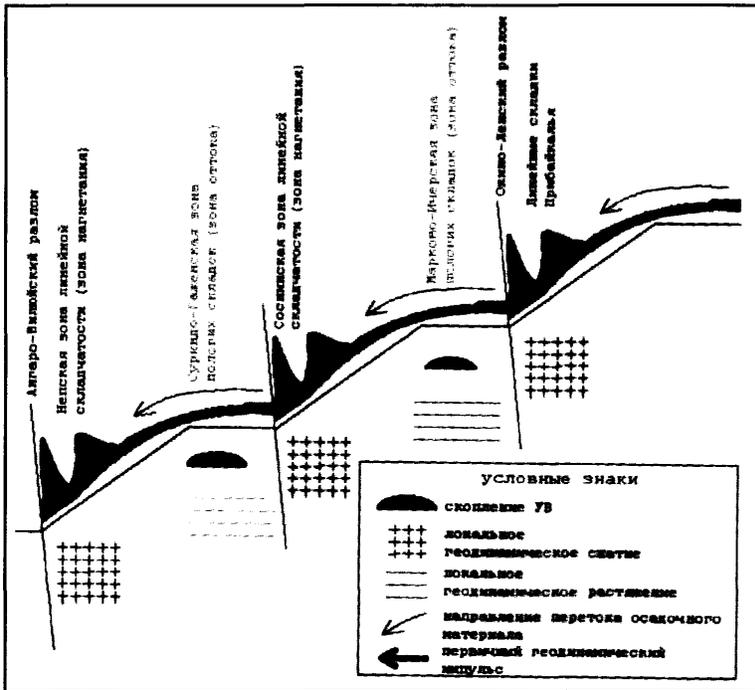


Рис. 3. Модель локальных геодинамических ситуаций и положения в них месторождений УВ, вызванных гравитационным соскальзыванием слоев

Опубликованы многочисленные результаты моделирования геодинамических ситуаций [2–5, 10]. Сравнение рисунков структур и разломов в установленных нами зонах локального геодинамического сжатия и растяжения на юге Сибирской платформы с результатами модельных экспериментов сжатия и растяжения, показывает их удивительно хорошее совпадение.

Очевидно, существует ряд иерархически упорядоченных структур локального сжатия и растяжения. Отмеченные выше структуры образовались на фоне крупного регионального наклона слоев. Внутри каждой локальной геодинамической зоны возникает своё поле геодинамических напряжений со своими зонами сжатия и растяжения, которые контролируют уже не положение месторождений, а положение высокопродуктивных скважин.

Локальные геодинамические процессы гравитационного типа Уренгойского месторождения газа

Исследовано влияние локальных геодинамических ситуаций на продуктивность скважин, вскрывших сеноманскую залежь Уренгойского газового месторождения. При анализе использовались расчетные значения условно свободного дебита газа разведочных скважин, полученные из сеноманского продуктивного горизонта. График $Q = f(\text{alt})$ (рис. 4) показывает существование трех типов зависимости дебита от абсолютной отметки устья скважины. В каждой из них дебиты растут вместе с повышением высоты рельефа, но интенсивность роста закономерно меняется от первого типа к третьему. Каждый из типов зависимости дебита от абсолютной отметки ротора скважины (рис. 4А) располагается компактно на территории месторождения, образуя обособленные участки. Сопоставление закартированных участков с результатами неотектонического районирования Уренгойского поднятия [4] показывает, что скважины, принадлежащие первому типу, располагаются на воздымающихся ныне участках месторождения, типы 2 и 3 принадлежат к стабильным и опускающимся участкам соответственно.

Таким образом, расчетную величину условно свободного дебита газа можно рассматривать, как индикатор локальных геодинамических условий. Основываясь на таком заключении, построены графики зависимости дебита скважин от отметок кровли сеномана (рис. 4Б). На графике $Q = f$ (отметка кровли сеномана) видны те же три типа зависимостей, что и на графике $Q = f(\text{alt})$. Это дает основание интерпретировать их таким же образом – как области современного поднятия, опускания и стабильности. Сопоставление положения областей на дневной поверхности и на поверхности сеномана позволило обнаружить закономерное изменение локальных геодинамических условий от поверхности вглубь осадочного чехла. Поднимающиеся участки дневной поверхности соответствуют поднимающимся или стабильным участкам поверхности сеномана, стабильным участкам соответствуют стабильные или опускающиеся участки, а опускающимся участкам – опускающиеся. Участки разных геодинамических типов – поднятия, опускания или стабильные – синхронно от положения на дневной поверхности к поверхности сеномана в юго-восточном направлении, т.е. вниз по падению западного склона Пурского прогиба к его наиболее прогнутой части. При этом ни в одной части месторождения не наблюдается нарушения отмеченной последовательности геодинамических ситуаций. Можно представить, что наблюдаемое явление есть фрагмент процесса соскальзывания пород вниз по склону рифта.

Таким образом, месторождения УВ на плитах и древних платформах приурочены к зонам локального геодинамического растяжения, которые возникают в результате перераспределения осадочного материала по структурным поверхностям, деформированным геодинамическими процессами, протекающими на границах литосферных плит. Локальные геодинамические ситуации могут существовать в пределах отдельных месторождений, тогда они влияют на величину потенциального дебита. Проведенный анализ показывает, что в пределах осадочных бассейнов существуют геодинамические ситуации, охватывающие очень небольшие территории.

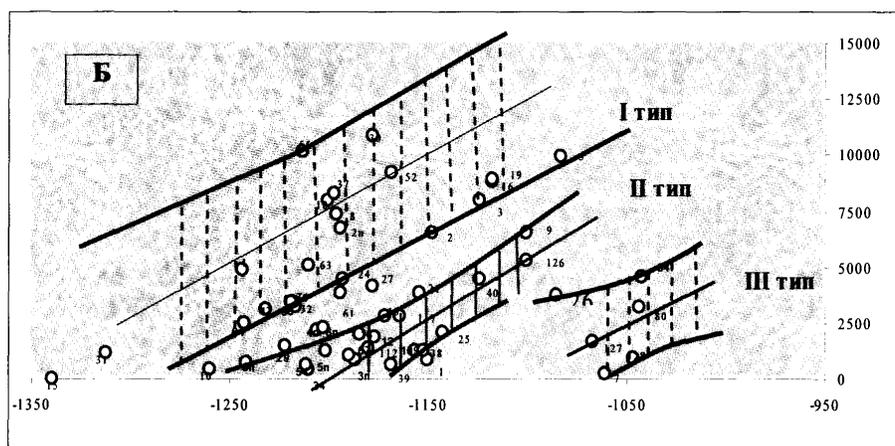
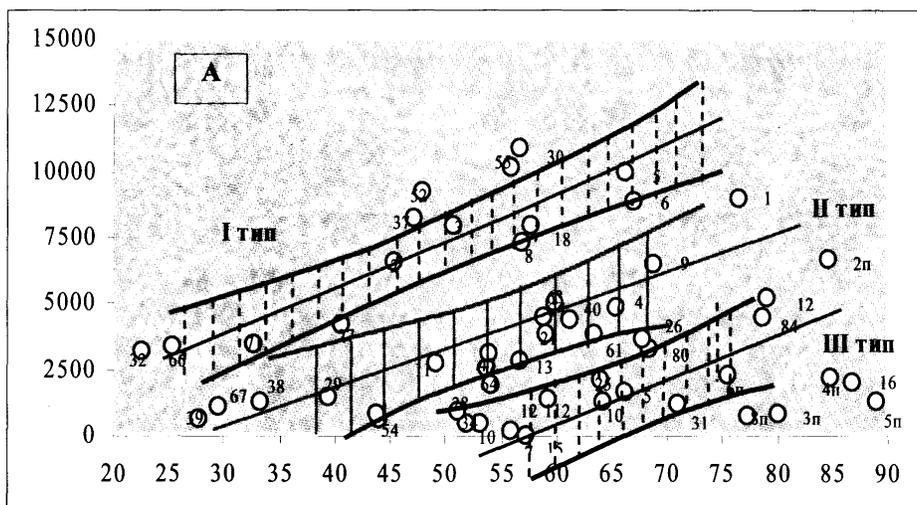


Рис. 4. Графики зависимости дебита газа от альтитуды устья скважин (А) и от отметок кровли сеномана (Б).

Условные обозначения: I тип – зависимость для скважин, расположенных на воздымающихся ныне участках, II – на стабильных участках, III – на опускающихся участках

Очевидно, что, как для наглядного проявления локальных геодинамических процессов в южной части Сибирской платформы, решающее значение имеет слабо вязкая и высоко пластичная толща солей, так для севера Западной Сибири наглядное проявление локальных геодинамических процессов стало возможно благодаря наличию слабо вязкой и высоко пластичной толщи многолетнемерзлых пород.

Геодинамический контроль продуктивности скважин Астраханского ГКМ

Продуктивная толща Астраханского ГКМ представлена неоднородными карбонатами среднекаменноугольного возраста, в которых выделяется ряд пачек, имеющих сквозную нумерацию сверху вниз от 1 до 18.

Проведенный анализ данных геофизических исследований скважин позволил выделить прослой с повышенным содержанием урана, адсорбированным битуминозным веществом. Образование интервалов пород с «аномальной» радиоактивностью прослоев Jg согласно Р.П. Готтих [7, 8] связано с действием сложной восстановительной флюидной системы. В процессе фильтрации флюидов трещины заполняются минеральными новообразованиями и битумным веществом. В предельном выражении зоны разуплотнения запечатываются и становятся флюидо-непроницаемыми, сохраняя радиоактивность. На данных об «аномальной» радиоактивности разрезов примерно 100 скважин месторождения построены площадные схемы вариаций гамма-поля на левобережной части АГКМ по отдельным интервалам разреза. Повышенная радиоактивность пород некоторых пачек изученного разреза отмечает участки современной или древней проводимости флюидов, характерной для разуплотненных зон.

Для изучения связи зон разуплотнения и продуктивности скважин использованы, как и в предыдущем примере, расчетные значения абсолютно свободных дебитов (Q), полученных при испытаниях скважин, который мы рассматриваем в качестве характеристики раскрытия трещин. Очевидно, что наблюдаемые значения дебитов и радиоактивности, относящиеся к скважинам, характеризуют незначительную долю всей территории месторождения. Чтобы получить представление о характере распределения названных параметров по всей площади, наблюдаемые значения проинтерполированы. Построенные таким образом карты послужили основой для рассмотрения связи Q и Jg, последняя, в свою очередь, рассматривается как индикатор современных или древних зон разуплотнения.

Анализ графиков зависимости расчетных значений абсолютно свободных дебитов от «аномальной» радиоактивности пород Jg для большинства пачек продуктивной толщи осадочного чехла левобережной части Астраханского месторождения показал, что в некоторых пачках – 4-й, 5-й, 11-й, 15-й и 16-й – наблюдается сложная взаимосвязь между названными параметрами. Однако, материалы по 5-ой, 15-й и 16-й пачкам забракованы, т.к., по опубликованным данным, на радиоактивность 5-й пачки оказывает сильное влияние значительная примесь терригенного вещества, а по 15-ой и 16-ой пачкам фактических данных недостаточно. Сложная структура сопоставлений $Q = f(Jg)$ в породах 4-й и 11-й пачек связана с тем очевидным фактором, что на величину дебита газа оказывает влияние сочетание различных геологических факторов.

На графике $Q = f(Jg)$ (рис. 5) на фоне облака точек «4» выделяются участки, прямых зависимостей дебитов и «аномальной» радиоактивности. Самая примечательная область, где повышение радиоактивности пород природного резервуара сопровождается повышением продуктивности скважин – зависимость 1. В противоположность этому выделяется область, где радиоактивность пород не влияет на продуктивность разреза (зависимость 3). Зависимость 2 занимает промежуточное положение между 1-ой и 3-ей. В соответствии с принятой концепцией, по которой величина абсолютно свободного дебита является показателем раскрытости трещин, а радиоактивность – показателем интенсивности трещинообразования, можно принять, что 1-я зависимость объединяет породы с ныне активно флюидопроводящими трещинами – новообразованными или подновленными старыми трещинами. Породы 3-й зависимости – старые трещины, заполненные минеральными новообразованиями, потерявшие способность к фильтрации флюидов. Картирование уча-

стков распространения 1-ой, 2-ой, 3-ей зависимостей 4-й пачки и 1-ой и 3-ей 11-й пачки (промежуточных разностей пород 2-й зависимости в 11-й пачке не отмечено) показало, что они четко обособляются на территории месторождения. Породы 1-ой зависимости 11-й пачки (активно проводящие флюиды) распространены 1) на северо-востоке территории, протягиваясь узкой полосой вдоль края месторождения, и 2) на его юге, образуя короткую полосу широтного простирания. В месте их пересечения располагается один из участков высокопродуктивных скважин.

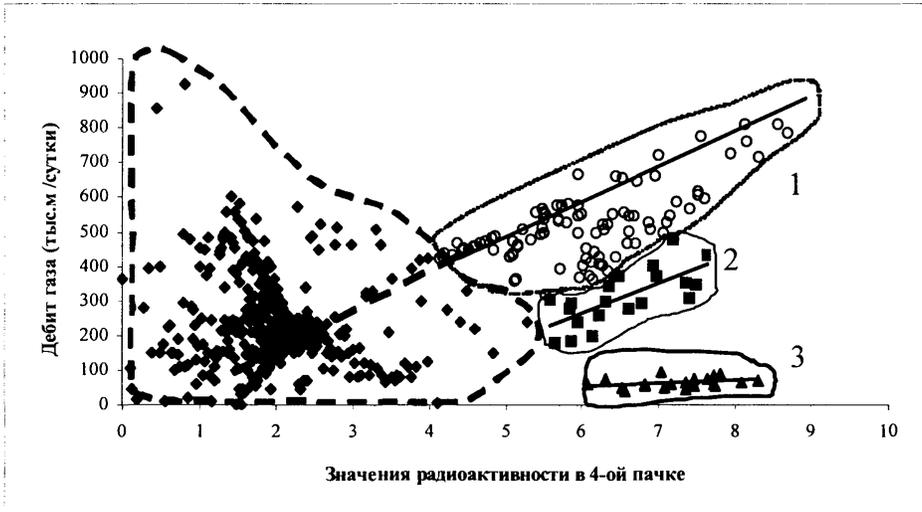


Рис. 5. Зависимость значений абсолютно свободного дебита от радиоактивности пород-коллекторов. Условные обозначения: 1 – область прямой зависимости дебита от радиоактивности для новообразованных и обновленных трещин; 2 – область прямой зависимости дебита от радиоактивности для трещин частично заполненных новообразованными минералами и битумом; 3 – область «деградирующей» зависимости. Трещины заполнены минеральными новообразованиями и битумом и практически потеряли способность к флюидопроводимости; 4 – область фоновой зависимости – дебит не связан с трещинной проницаемостью

Породы 3-ей зависимости, потерявшие способность к фильтрации флюидов, образуют два небольших изолированных участка у юго-западной окраины месторождения. Породы, принадлежащие аналогичным зависимостям 4-й пачки продуктивной толщи, залегающей выше 11-й, располагаются столь же закономерно. Породы 1-ой зависимости так же распространены в двух линейно-вытянутых участках. Один из них протягивается в юго-восточном-северо-западном направлении, параллельно цепочке аналогичных пород более древней, ниже лежащей 11-й пачки, смещаясь относительно них к юго-западу, на юго-западный склон поднятия. Второй участок располагается на юге месторождения, протягиваясь, как и в 11-й пачке в широтном направлении. Точно так же, как и для 11-й пачки в месте пересечения цепочек пород 1-ой зависимости располагается участок месторождения, характеризующийся высокими значениями дебита газа из скважин. Цепочка пород 2-ой зависимости располагается так же в присводовой части месторождения параллельно породам 1-ой зависимости, но северо-восточнее, занимая положение промежуточное между породами 1-ой зависимости 11-й и 4-й пачек. Породы 2-ой зависимости, хорошо выраженной в 4-й пачке, характеризуются промежуточными значениями взаимосвязи дебитов скважин и радиоактивности пород-коллекторов. Это отражает, в целом, незавершенный процесс заполнения трещин новообразованными минералами, приводящим к потере ими флюидопроводимости в той или иной степени. Принимая, что скорость вторичного минералообразования в породах среднего карбона Астраханского свода была, в первом приближении примерно одинакова для всех рассматриваемых частей разреза, то степень заполнения трещин новообразованными минералами может служить показателем относительного времени их образования. В таком случае последовательность расположения пород 1-ой зависимости 11-й и 4-й пачек и 2-й зависимости 4-й пачки является вполне закономерной и отражает относительное время образования соответствующих трещинных зон – от самых древних трещин 11-й пачки к породам 2-ой и 1-ой зависимости 4-й пачки.

Полученная картина может быть объяснена тем, что Астраханский свод располагается на пересечении структур кряжа Карпинского с бортовой зоной Прикаспийской синеклизы. При активизации тектонических процессов в каждой из названных структур, свод стремился «соскользнуть» вниз по склону синеклизы, при этом в его теле возникали растягивающие усилия, отражением которых являются обнаруженные трещино-разломные зоны разуплотнения. Породы 1-ой зависимости, очевидно, отражают влияние самых поздних геодинамических процессов – трещины еще не заполнены минеральными новообразованиями. Породы 3-ей зависимости относятся к самым древним проявлениям локальной геодинамики – возникшие при этом трещины полностью заполнены минеральными новообразованиями. Положение зон разуплотнения в разрезе (и во времени) не постоянно. Полученная картина распределения разуплотненных зон показывает, что растяжение Астраханского свода, вызванное локальными геодинамическими процессами, в течение среднекаменноугольного времени мигрировало от восточных районов к современным центральным, что отражает процесс формирования западной окраины Прикаспийской синеклизы. Зона распространения пород 1-ой зависимости на юге свода, очевидно, связана с другим этапом геодинамической эволюции – с завершением развития герцинид кряжа Карпинского. Пересечения

трещинных зон различного простирания и генезиса естественным образом формируют участки месторождения, характеризующиеся повышенной флюидопроводимостью – продуктивностью скважин.

Локальные геодинамические процессы, генерированные осадконакоплением и литологической неоднородностью осадочной толщи

Модель

В осадочных толщах основная деформация вызвана не региональным тектоническим напряжением, а увеличением нагрузки осадочного материала в процессе осадконакопления. Локальное поле напряжения в такой среде находится под сильным влиянием литологической неоднородности, которая может переориентировать основные напряжения, вызванные нагрузкой осадочной толщи. Обычно, влияние осадочной нагрузки в ходе осадконакопления описывается как уменьшение пористости с глубиной, которое приводит к увеличению плотности породы. Главными механизмами уплотнения, является перераспределение обломочных частиц (механическое уплотнение) на глубинах до 2–3 км, и затем катагенетическое изменение состава и формы обломочных частиц на больших глубинах [% 9–11]. Действие массы осадочной толщи приводит к двоякому результату. С одной стороны, увеличение нагрузки вышележащих пород вызывает прогрессивное уплотнение пород. С другой, если уплотнение не успевает за ростом нагрузки, появляются горизонтальные усилия, стремящиеся увеличить площадь распространения сжимаемых пород, чтобы сохранить постоянным их объем (рис. 6). При этом на границах распространения пород разного литологического состава (с разными механическими свойствами) возникают разломы, названные нами синседиментационными.

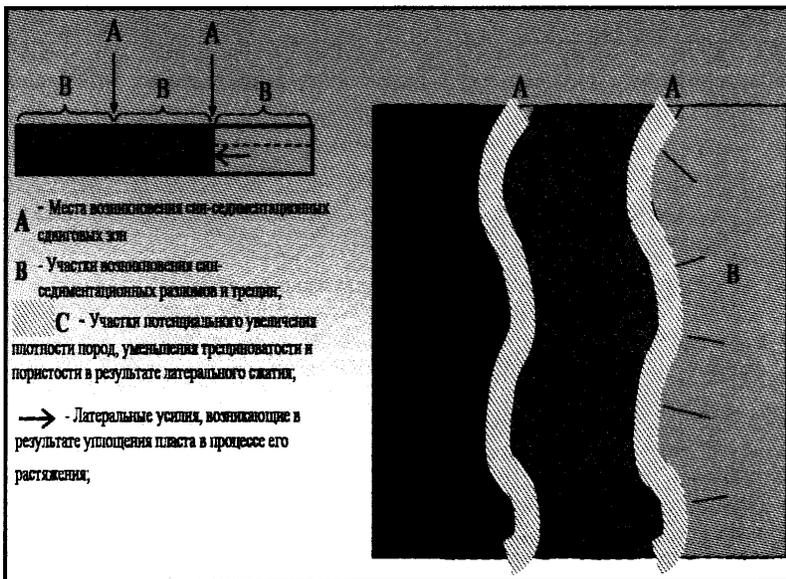


Рис. 6. Принципиальная модель возникновения процессов локальной геодинамики в результате «расплющивания» пласта под нагрузкой вышележащих пород

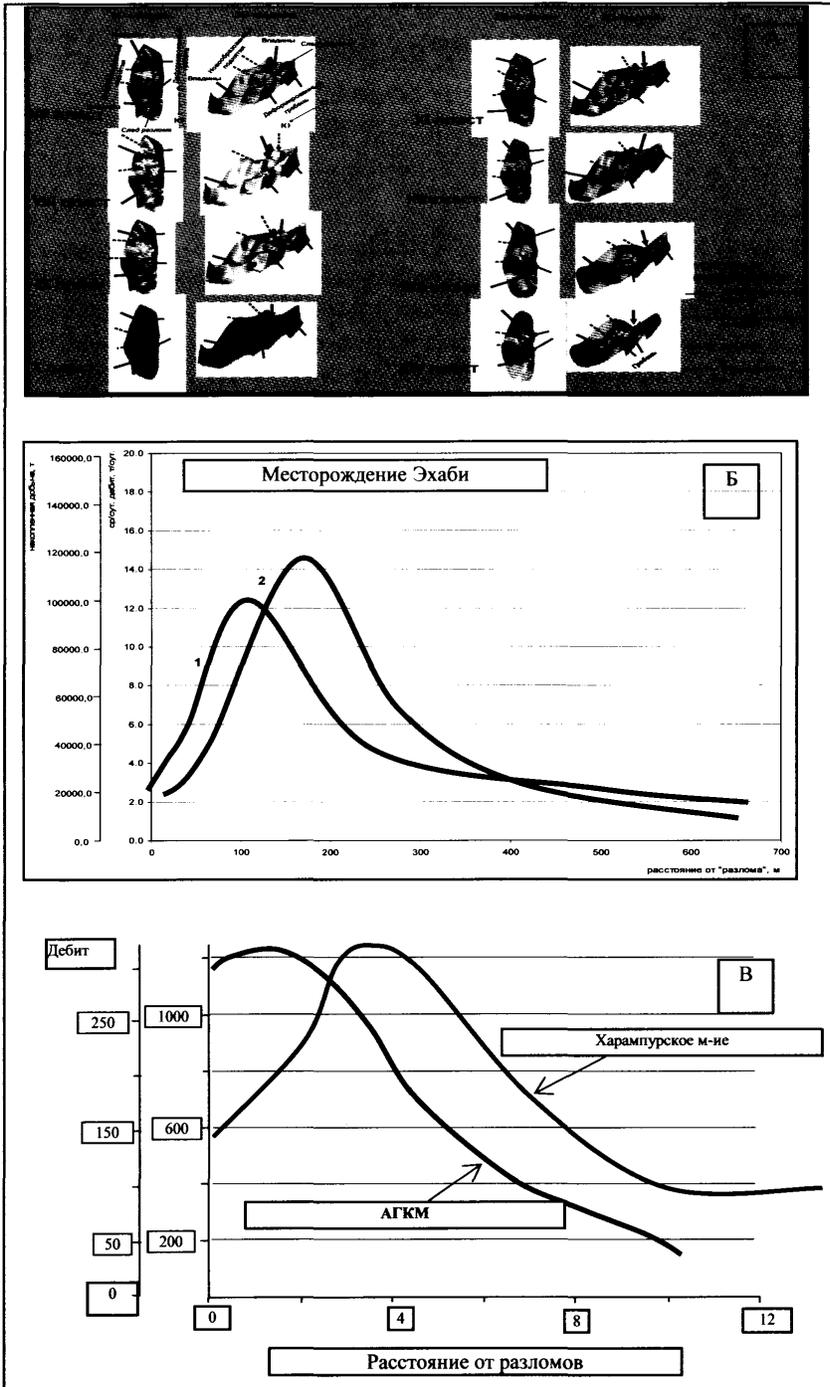


Рис. 7. А – сеть синседиментационных разломов, выделенных на месторождении; Б – зависимость среднесуточного дебита (1) и накопленной добычи (2) от расстояния от разломов; В – зависимость дебита от расстояния от синседиментационных разломов на Астраханском и Харампурском месторождениях

Локальные геодинамические процессы, генерированные осадконакоплением и литологической неоднородностью осадочной толщи

Месторождение Эхаби, выбранное в качестве объекта исследований влияния литологической неоднородности на возникновение синседиментационных разломов, входит в состав Охино-Эхабинской антиклинальной зоны, отличительной чертой которого от других площадей названной зоны является относительно простое геологическое строение, практически ненарушенное традиционной разломной тектоникой. Поэтому оно является удобным объектом для выявления локальных геодинамических процессов.

Решение поставленной проблемы потребовало выполнить детальную корреляцию пород осадочной толщи месторождения, разработать палеогеографические и литолого-фациальные реконструкции месторождения, анализ которых, вкупе с результатами других исследований, позволил выявить существование синседиментационных разломов на месторождении (рис. 7А) – одного из характернейших последствий и признаков локальных геодинамических напряжений, созданных литологической и гравитационной неоднородностью осадочной толщи и установить их влияние на продуктивность скважин.

График зависимости среднесуточного дебита и накопленной добычи от расстояния от разлома в полном соответствии с моделью (рис. 7Б) показывает, что по мере приближения к новообразованному разлому продуктивность скважин растет, но растет до определенного предела. В непосредственной близости от синседиментационного разлома продуктивность скважин падает, что отражает наличие зоны локального геодинамического сжатия на границах блоков, созданную расплющиванием пород под влиянием нагрузки вышележащей толщи. Аналогичные зависимости продуктивности скважин от расстояния от новообразованных разломов получены для месторождений, находящихся в различных тектонических условиях, сложенных породами разного литологического состава (рис. 7В).

Приведенные данные свидетельствуют о реальности существования установленных закономерностей возникновения локальных геодинамических напряжений в осадочных толщах под влиянием неоднородности ее состава и влияния их на продуктивность месторождений и отдельных скважин.

Литература

1. Белоусов В.В. Типы и происхождение складчатости // Сов.геология. 1958, № 1, с. 40–64.
2. Разломообразование в литосфере. Зоны сдвига // (С.И. Шерман, К.Ж. Семинский, С.А. Борняков и др. Отв. ред. Н.А. Логачев. АН СССР. Сиб. отд-ние, Ин-т земной коры). Новосибирск, Наука, Сиб. отд-ние, 1991. 256 с.
3. Разломообразование в литосфере. Зоны растяжения // (С.И. Шерман, К.Ж. Семинский, С.А. Борняков и др.). Отв. ред. Н.А. Логачев. (Рос. акад. наук Сиб. отд-ние, Ин-т земной коры). Новосибирск, Наука, Сиб. отд-ние, 1992. 222 с.
4. Разломообразование в литосфере. Зоны сжатия // (С.И. Шерман, К.Ж. Семинский, С.А. Борняков и др.). Отв. ред. Н.А. Логачев. (Рос. АН Сиб. отд-ние, Ин-т земной коры). Новосибирск, Наука, Сиб. изд. фирма, 1994. 257 с.
5. Calassou S., Moretti I. 2003. Sedimentary flattening and mold-extensional deformation along the west African margin. *Marine and Petroleum Geology* 20, p. 1–82.
6. Медведев А.Д. Результаты качественной оценки новейших тектонических движений по материалам аэрофотосъемки на примере Уренгойской площади (Западно-Сибирская равни-

на) // Структурная геоморфология и неотектоника Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью. Под ред. Н.Х. Кулахметова. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 73. Тюмень, 1973. С. 107–114.

7. *Gomtih P.П.* Радиоактивные элементы в нефтегазовой геологии. М., Недра, 253 с.

8. *Gomtih P.П., Сидорчук Е.А.* Анализ распределения поля естественной радиоактивности на АГКМ как один из возможных путей разработки месторождения. // Повышение эффективности разработки месторождений природного газа. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2001. С. 142–148.

9. *Bjorlykke K.* 1999. Principal aspect of compaction and fluid flow in mudstone. Geological Society Special Publication, №158, pp. 73–78.

10. *Panien M., Moretti I., Calassou S.* 2001. Analogical model of the deformation of sandy submarine channels in shaly pelagic sediments. Oil and Gas Science and Technology 56, 319–325.

11. *Panien M.* 2000. Etude de la de formation 3D en contexte gravitaire. DEA report, Uni Paris VI, 49pp. IFP report 2000 no. 54312.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИКУМСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Д.Г. Осика, В.И. Черкашин

Институт геологии Дальневосточного научного центра РАН
DANGEO@iwt.ru

Общепринято, что формирование промышленных скоплений нефти и газа происходит в водной среде – точнее в подземных водно-газовых ассоциациях, на которые процесс формирования газонефтяных месторождений накладывает определенный отпечаток. На эти особенности метаморфизма подземных вод нефтяных и газовых месторождений, попутных и растворенных газов в свое время обращали внимание Игнатович, В.А. Сулин, М.А. Гатальский, В.А. Кротова, В.А. Корценштейн, В.А. Соколов, М.Зорькин и многие др., подчеркивая их нефтепоисковый характер. При этом были предложены – нефтепоисковые показатели: градиент минерализации, хлорбромный коэффициент, гелий-аргоновый коэффициент, концентрация нафтеновых кислот и фенолов – характерная микрофлора, углеводородные аномалии в приповерхностных отложениях и в опорных горизонтах, газонасыщенность и упругость газов в пластовых водах.

Но гидрогеологические в количественном отношении показатели условий формирования залежей нефти и газа, путей миграции нефти, масштабов нефтегазонакопления в геологических разрезах и по простиранию разновозрастных гидрогеологических комплексов и горизонтов для оценки их перспектив до недавнего времени были изучены не достаточно.

Из карт приведенных уровней водонапорной системы продуктивной толщи мезозойских отложений Прикумского вала, выполненных по методике проф. Бондаренко четко выделяются участки благоприятные для нефтегазонакопления (рис. 1).

Приведенные уровни водонапорных систем с исследуемой территории хорошо согласуются с гидрохимической зональностью в отдельных водоносных комплексах и горизонтах мезозойских отложений (рис. 2, 2-а). Эта зональность обусловлена, с одной стороны, особенностями геологического строения конкретных структур разного

порядка, а с другой, внутриформационной и межформационной миграцией флюидов. Для Прикумского мегавала, определяющими факторами путей латеральной (внутриформационной) и вертикальной межформационной миграции флюидов, включая нефть, газ и воду являются: 1) наличие верхнеюрского экрана в восточных районах, представленного гипсово-ангитритовой толщей с пропластками доломитов и доломитизированных известняков, которая препятствует перетокам флюидов из средней юры в неокомские отложения к востоку от Мартовской площади; и 2) трансгрессивное залегание с угловым несогласием нижнемеловых отложений на размытых головах среднеюрских отложений к западу от верхнеюрского экрана на Ю. Сухокумской, Русском Хуторе, Зимней Ставке, Величаевке и др. площадях, способствующих вертикальной разгрузке флюидов из юры в неоком к западу от Ю. Сухокумской (рис. 2, 2-а, схему путей миграции флюидов рис. 3, а также геолого-геохимический профильный разрез вдоль Прикумского вала от Величаевки до Равнинной рис. 5).

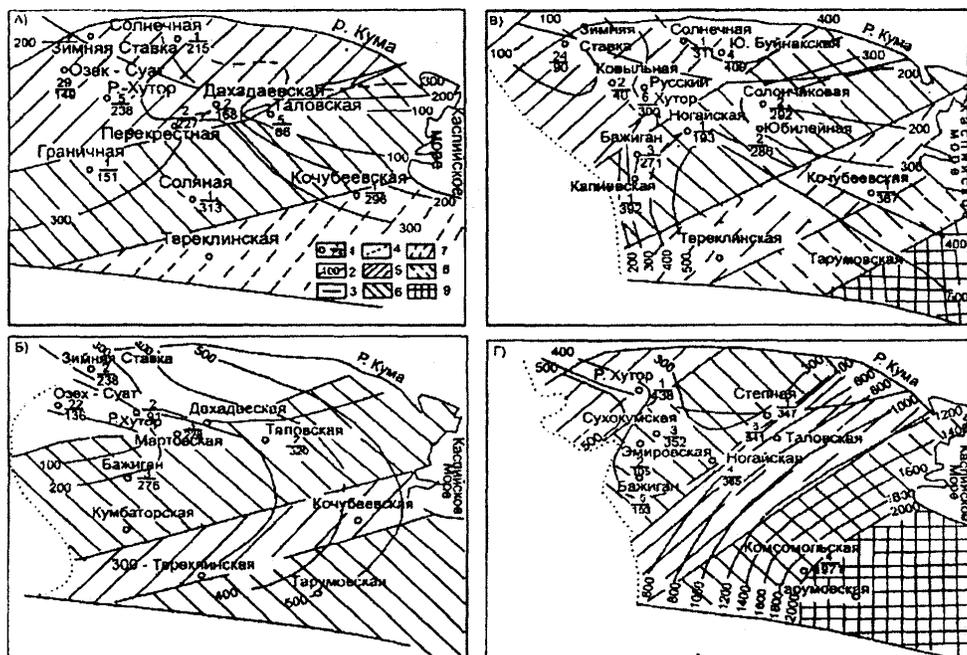
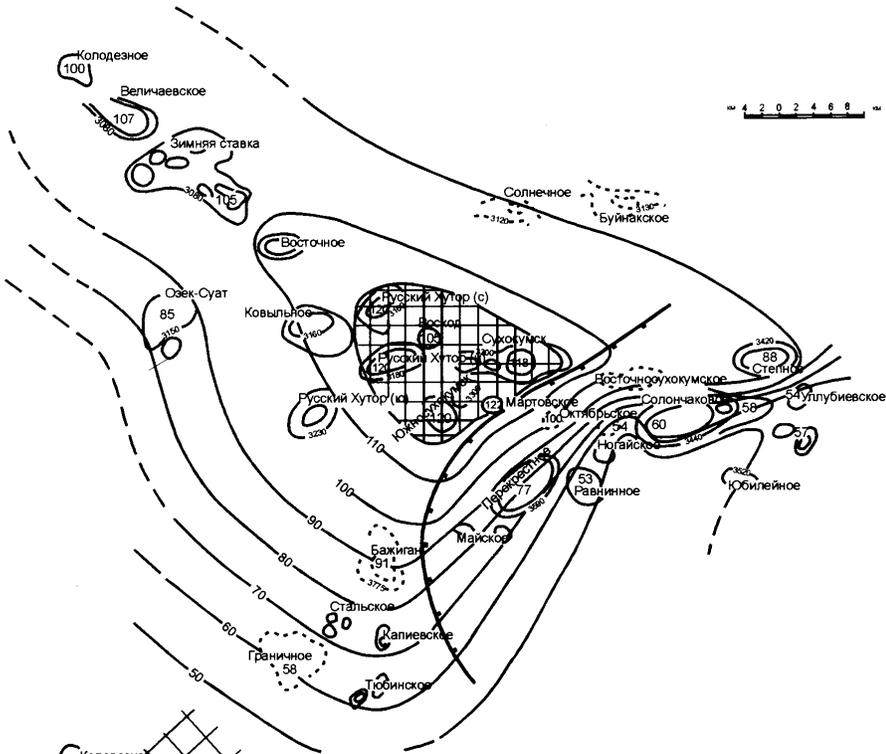


Рис. 1. Схематическая карта приведенных напоров основных водоносных горизонтов мезозойских отложений.

Водоносные горизонты: А) Неокомский, Б) верхнеюрский карбонатный, В) Келловейский, Г) байос-батский; 1 – в числителе номер скважины, в знаменателе – приведенный напор; 2 – линия равных приведенных напоров; 3 – разрывное нарушение; 4 – граница выклинивания водоносного горизонта. Глубины залегания водоносных горизонтов: 5 – (3000–3500); 6 – (3500–4000); 7 – (4000–4500); 8 – 4500–5000); 9 – более 5000 м.

На рис. 2 и 2-а обращает внимание формирование зон аномальной разгрузки высокоминерализованных пластовых вод, окруженных менее минерализованными водами, за счет межформационных перетоков рассолов из юры в неоком по окнам внутренней разгрузки, а также клиновидный характер распределения пластовых вод в среднеюрском нефтеводоносном комплексе.

Нижнемеловые отложения

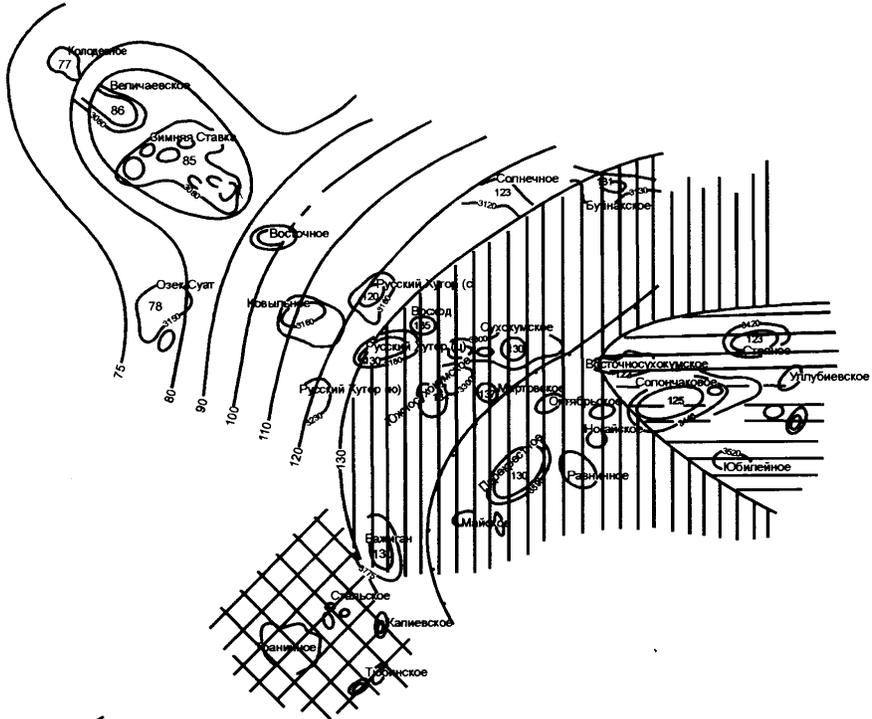


Верхнеюрские отложения



Рис. 2. Схематическая карта минерализации вод мезозойских отложений При-кумской области

СРЕДНЕЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ (II - III пласты)



СРЕДНЕЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ (VI - VII пласты)

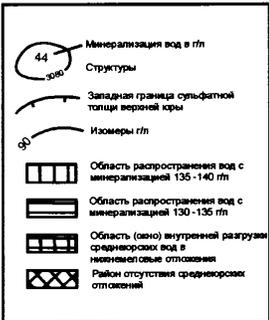
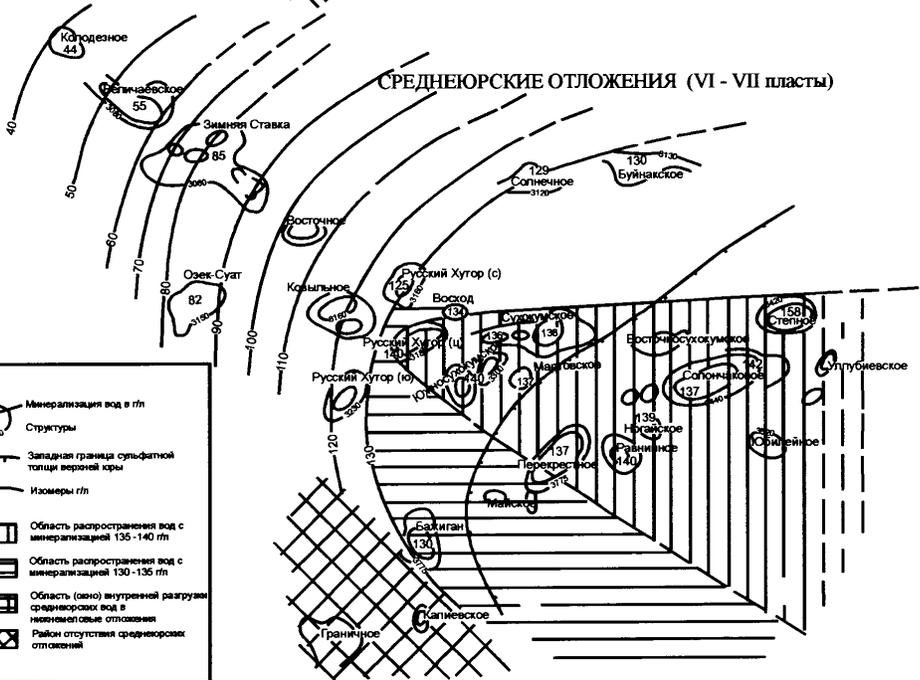


Рис. 2-а

Однако и уровень режим пластовых вод, и их зональность являются скорее качественными показателями благоприятных условий нефтегазоаккумуляции отдельных зон.

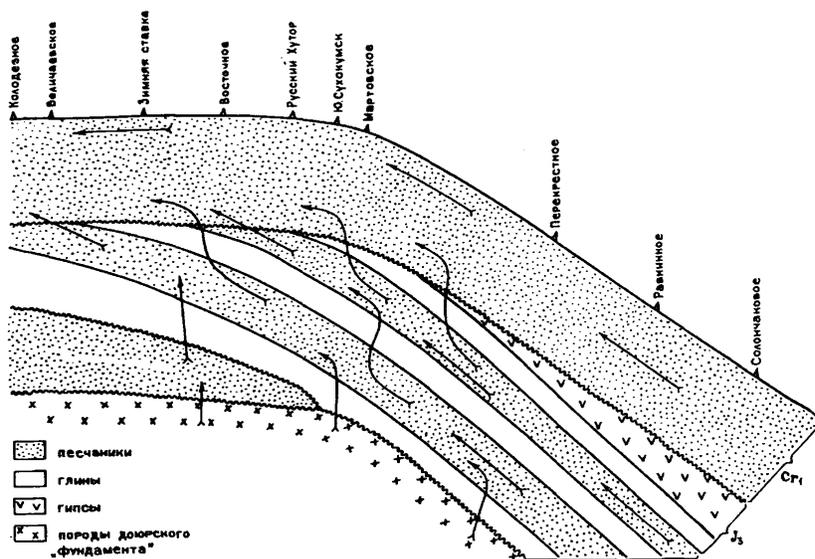


Рис. 3. Схема основных направлений миграции флюидов в продуктивной толще мезозойских отложений Прикумской области

В конце 70-х годов нами был предложен возрастной показатель степени гидрогеологической закрытости недр, который оказался и показателем направлений миграции нефти и газа, а так же определения перспектив нефтегазоносности локальных структур.

Это отношение возраста нефтей и газов (по В.П. Савченко и А.Л. Козлову) к возрасту вмещающих пород $\frac{T_{Г}}{T_{П}}$. Если это отношение равно единице – это свиде-

тельство о сингенетичности, а точнее об автохтонности нефти и газа, в данном комплексе отложений что собственно и является уликой осадочно-миграционного происхождения нефти по Н.Б. Вассоевичу.

Если это отношение больше единицы и чем оно больше, тем большим притоком нефти и газа извне характеризуется данная залежь. Т.е. это свидетельствует об аллохтонности части нефти в данной залежи вследствие латеральной или вертикальной миграции нефти или газа. Если это отношение меньше единицы и чем оно меньше, тем больше утечка УВ из данной залежи.

Нарастание величины возрастного показателя свидетельствует о направлении миграции нефти и газа, об увеличении степени гидрогеологической закрытости недр (рис. 4), и, соответственно, об увеличении перспектив нефтегазоносности локальных структур или в геологическом разрезе (рис. 5).

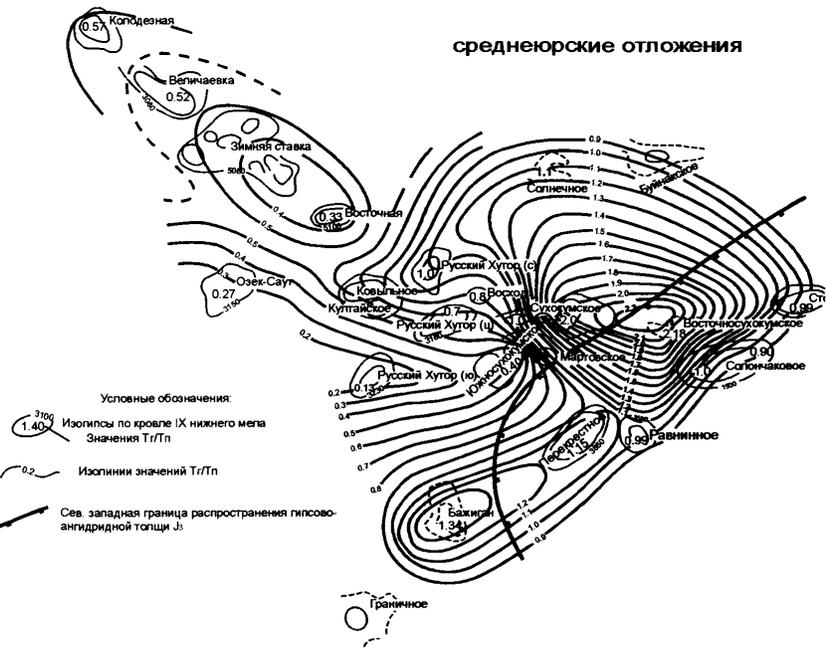
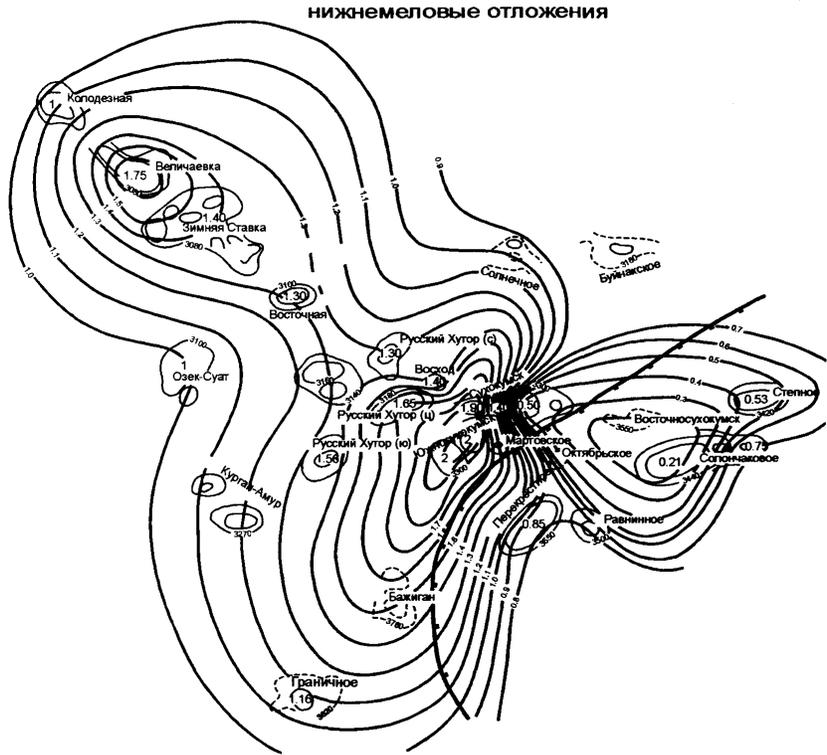


Рис. 4. Схематическая карта степени гидрогеологической закрытости мезозойских отложений Прикумской области

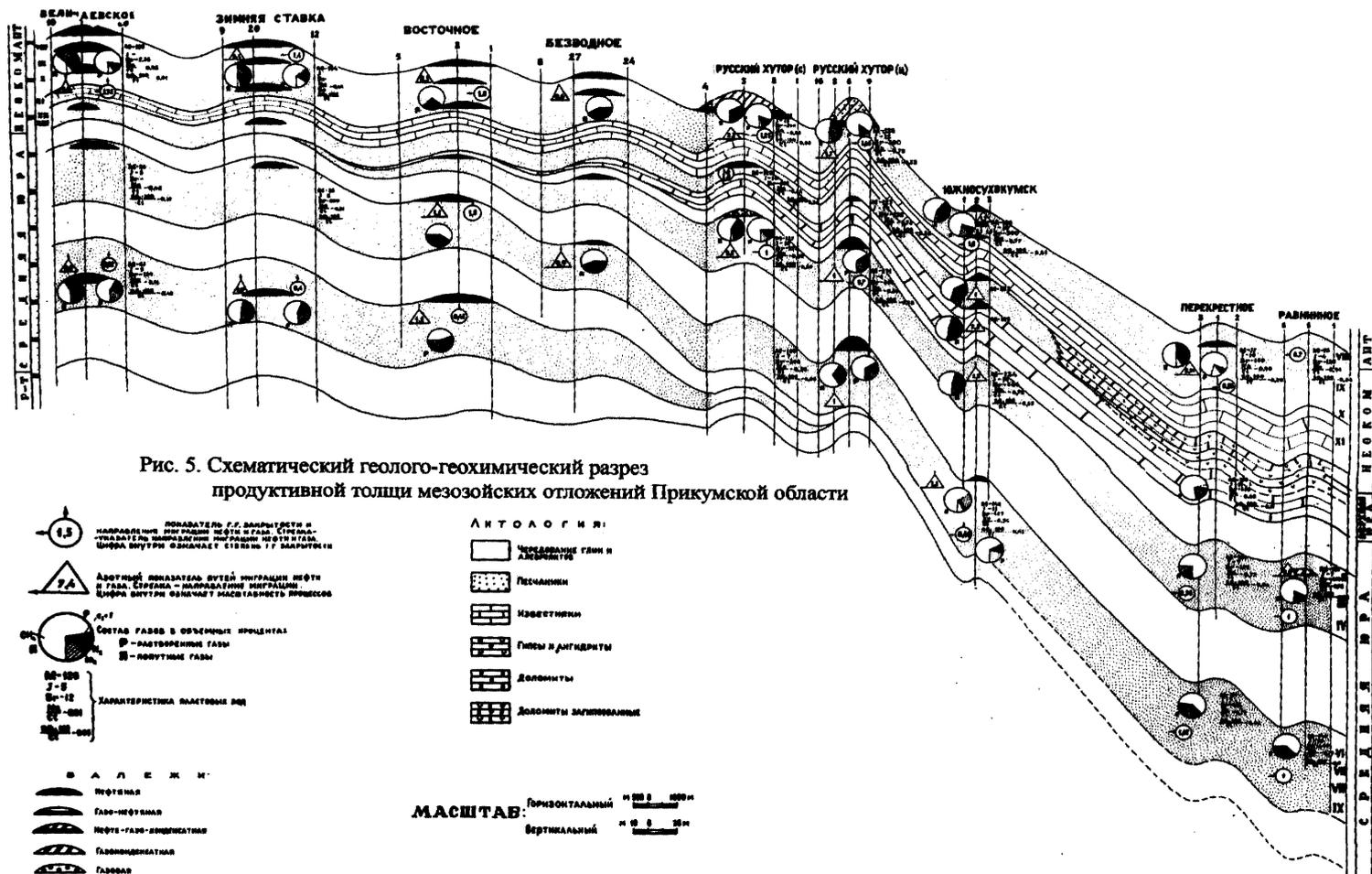


Рис. 5. Схематический геолого-геохимический разрез продуктивной толщи мезозойских отложений Прикумской области

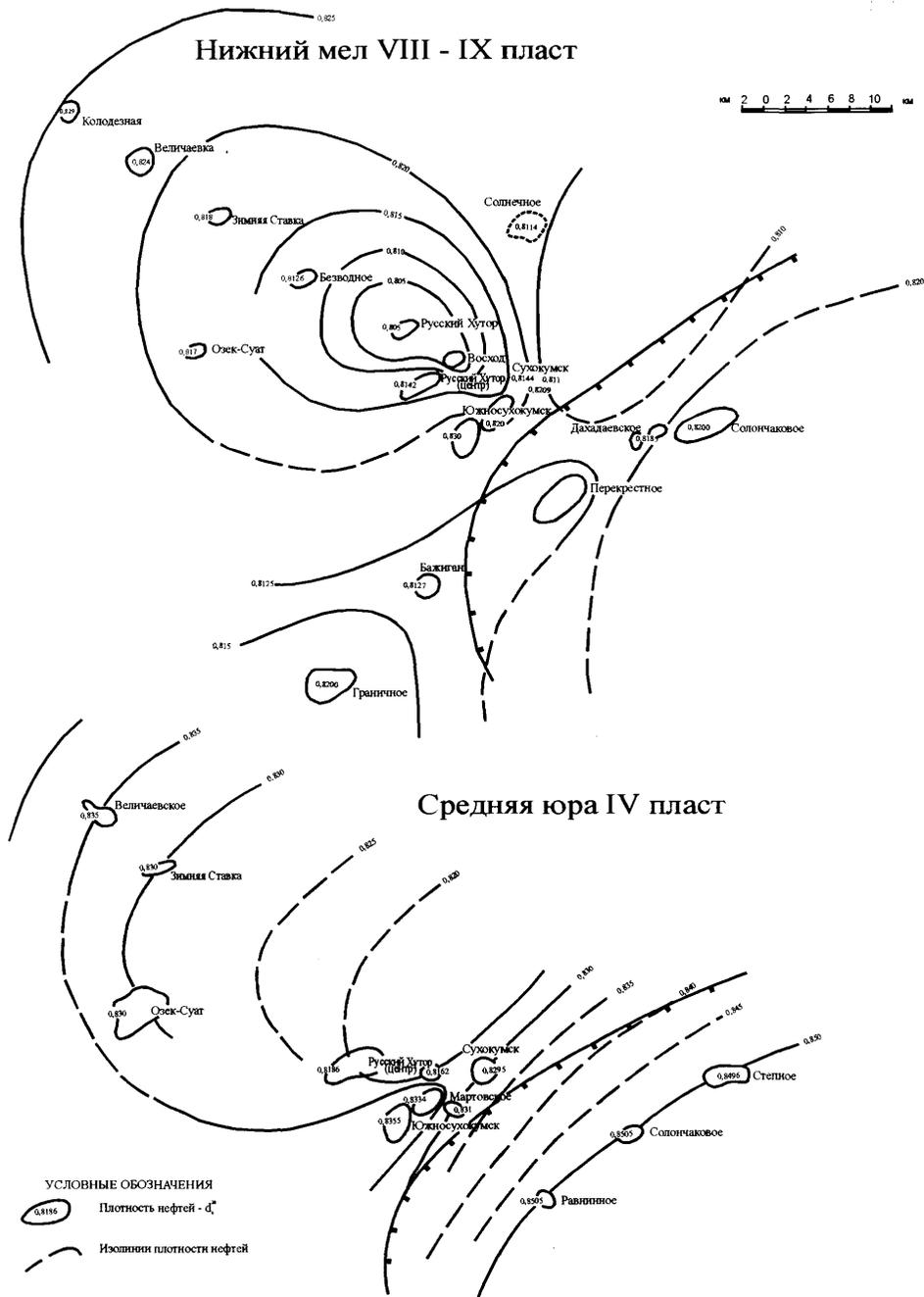


Рис. 6. Схема распределения нефтей по плотности в мезозойских отложениях Прикурской области.

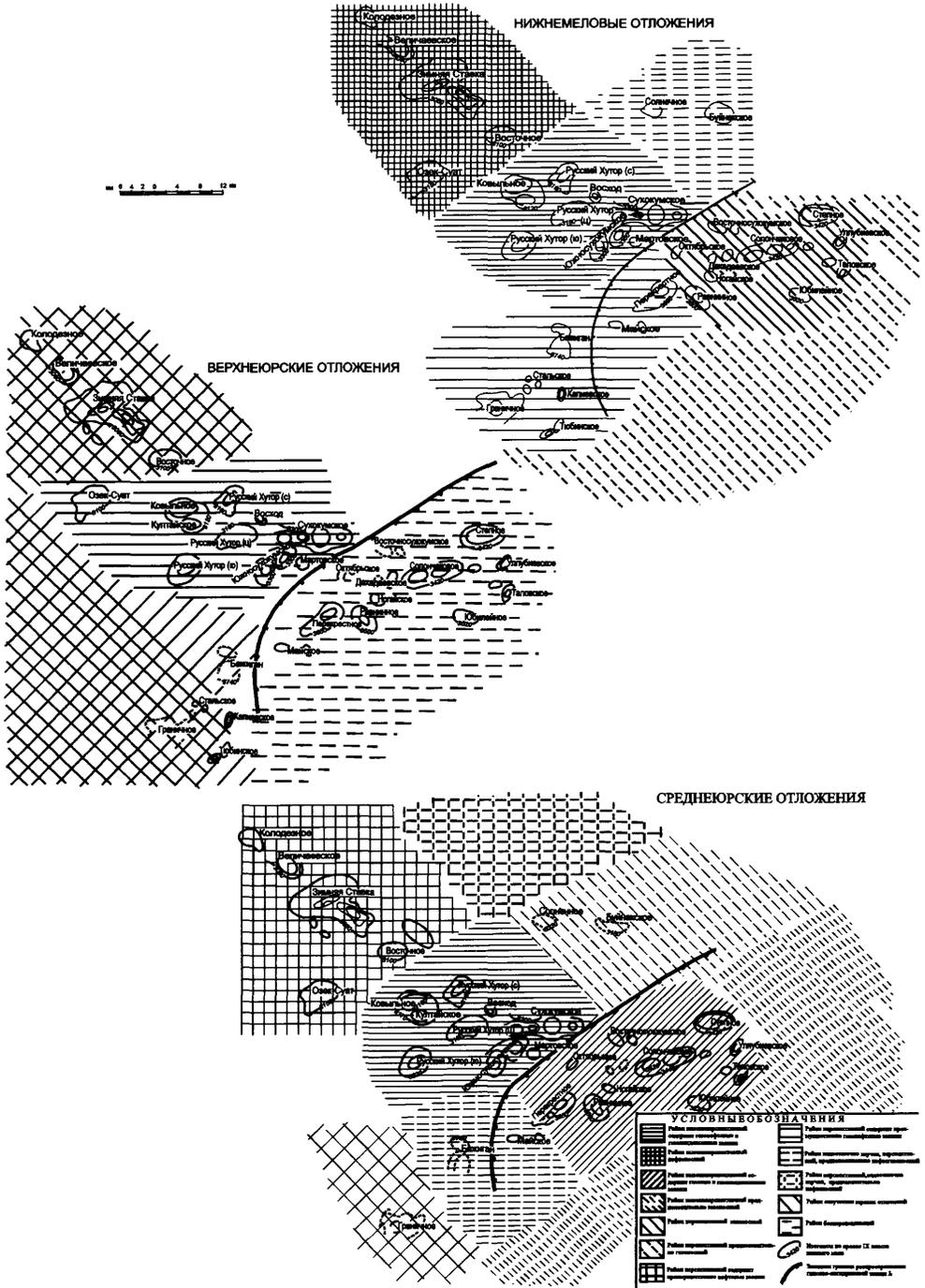


Рис. 7. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Прикумской области

Несколько позднее в начале 80-х гг. возрастной коэффициент был переоткрыт А.М.-Н. Султанходжаевым с соавтором на примере газо-нефтяных месторождений Узбекистана, а Г.И. Теплинский отмечал в своей кандидатской диссертации хорошую согласованность возрастного показателя величины Ar^{45}/Ar^{36} на примере газонефтяных месторождений Бухаро-Хивинской ступени.

В тоже время для определения путей миграции нефти нами был предложен и азотный показатель. Это отношение концентрации азота в попутных или свобод-

ных газах к глубине залегания вмещающих пород $\frac{N_2 \cdot 1000}{h}$ (h – глубина зале-

жи в м). Физическая основа азотного показателя заключается в наибольшей растворимости азота в нефтях относительно других инертных газов, включая CO_2 и CH_4 , что было экспериментально доказано проф. А.А. Черепенниковым. А [3] геохимическая его основа, по-нашему мнению, заключена в унаследованности части азота от преобразования РОВ и привноса эндогенного азота. А, поскольку азота в попутных газах всегда или почти всегда мало, его концентрация умножается на 1000, для получения целых цифр.

Чем больше величина возрастного и азотного показателей, тем большей является нефтегазонасыщенность геологического разреза локальных структур (см. профильный разрез). А по нарастанию величины этих показателей определяются пути вертикальной и латеральной миграции флюидов. Оба эти показателя хорошо согласуются друг с другом и являются хорошим дополнением к газовой и гидрохимической зональности. Результаты опробования возрастного и азотного показателей нами ранее не публиковались в периодической печати.

Азотный показатель впоследствии (в конце 80-х – начале 90-х гг.) также был переоткрыт туркменскими геологами-нефтяниками на примере газонефтяных месторождений Юго-Западной Туркмении.

Высокая эффективность возрастного и азотного показателей для указанных целей нами демонстрируется на геолого-геохимическом профильном разрезе вдоль Прикумского вала и по карте распределения нефти по плотности в данном регионе (рис. 6). Исходя из уровня режима пластовых вод, гидрохимической и газовой зональностей, показателей степени гидрогеологической закрытости недр, а также путей миграции флюидов нами в конце 70-х – начале 80-х гг. прошлого века была составлена карта перспектив нефтегазоносности продуктивной толщи мезозойских отложений Прикумского мегавала (рис. 7) и соседних земель, которые в последующем нашли свое подтверждение по результатам глубокого разведочного бурения в восточных и юго-восточных районах исследуемой территории. Что касается дальнейших перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Прикумско-Тюленевского вала, то они будут связаны приморскими районами и шельфом Каспийского моря в случае структурной выраженности. А на суше в связи с исчерпанностью резерва неразведанных структур перспективы нефтегазоносности могут быть связаны лишь с нетрадиционными ловушками.

Что касается Приморского Дагестана в районах Восточной и Западной антиклинальных зон, Южного Дагестана, а также в области Дагестанского клина, значительный интерес представляют майкопские отложения для получения промышленных притоков нефти. Дело в том, что Майкопская полукилометровая глинистая толща считается региональным нефтегазоупором между мезозойскими и третич-

ными отложениями на территории всего Предкавказья. Но не следует забывать и о ее литологической неоднородности, содержащей мощные пропластки и линзы песчаников и алевролитов, которые и являются в них коллекторами и нередко содержат промышленные скопления нефти. Так на месторождениях Сели и Гаща в процессах их разведки из майкопа добывалась светлая нефть с притоками 50–70 м³ в сутки. Были нефтепроявления из майкопа на большинстве структур Приморского Дагестана. Мы считали потенциальную нефтегазоносность майкопских отложений значительным резервом для наращивания добычи нефти. Отчего следует на всех выработанных месторождениях провести дополнительное опробование майкопских отложений.

Вторым возможным резервом дополнительной добычи нефти могут быть давно отработанные месторождения, где еще сохранялась остаточная нефть, которая за последние 30–40 лет после ликвидации скважин могла сконцентрироваться в верхних частях антиклинальных и в тектонически экранированных ловушках под влиянием сейсмической активности. И не только вследствие местных довольно частых землетрясений, но и в результате прохождения Р и S волн от далеких сейсмических событий. Ведь еще Леворсен указывал на то, что сейсмичность является определяющим фактором формирования пластовых давлений. Это и будет возможность проверки высказываний Леворсена, и наших предположений относительно быстрого формирования и разрушения скоплений УВ под влиянием сейсмичности. Что касается перспектив нефтегазоносности шельфа Каспийского моря, то это – особая тема, и требует специального соглашения с основным заказчиком.

Комплексное применение рассмотренных гидрогеологических критериев рекомендуется при освоении новых территорий, включая и на шельфе, где по первым анализам можно будет определить степень нефтегазоаккумуляции в геологических разрезах локальных структур и путей латеральной миграции флюидов.

Литература

1. Козлов А.Л. Проблемы геохимии природных газов. Л.: Гостоптехиздат, 1950.
2. Осика Д.Г. Газовый показатель степени гидрогеологической закрытости недр // ДАН СССР, Сер. геол. 1968г. т. 183 №4.
3. Черепенников А.А. Растворимость инертных газов в нефтях // Тр. ВНИГРИ, Гостоптехиздат, 1951.

РОЛЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЗВИТИИ ТЕХНОГЕННО ОБУСЛОВЛЕННЫХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В РАЙОНАХ С ДЛИТЕЛЬНОЙ ИСТОРИЕЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Л.А. Абукова¹, О.П. Абрамова¹, И.Ф. Юсупова²

¹ Институт проблем нефти и газа РАН,

² ВСЕГИНГЕО

abukova@ipng.ru

Сложные процессы в системе «вода – порода – УВ» исследуются давно и в различных аспектах, но даже при этом они осмыслены не полностью. Менее изучены механизмы взаимодействия нефти и газа с окружающими подземными во-

дами и вмещающими породами на этапе разработки месторождений УВ, когда геологическая среда испытывает грубое вмешательство со стороны геофизических, буровых и эксплуатационных работ. Глубокие и некомпенсированные изменения происходят с породами (механическое разрушение, трансформации геохимического состава и структуры порового пространства), углеводородами (фазобособление, формирование металлоорганических комплексов и др.), пластовыми водами (смешение, высаливание, катионный обмен и др.).

«Индустриальная экспансия» застаёт нефтегазовые комплексы на определенном этапе эволюционно-динамического развития, резко обрывая ее длительную геологическую историю.

Последующие наблюдения за системой «вода – порода – залежь УВ» в реальном масштабе времени свидетельствуют о том, что ее главным свойством является физико-химическая неравновесность, частными проявлениями которой выступают изменение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов и резкое ускорение скоростей массопереноса органических и минеральных компонентов подземными водами.

Проблема изучения роли гидрогеологического фактора в развитии техногенно обусловленных геодинамических сил в районах с длительной историей нефтегазодобычи зависит от решения целого ряда вопросов. К ним, в частности, относятся следующие.

Обрывается ли эмиграция УВ на этапе разработки месторождений или по инерции продолжается с учетом того, что эксплуатационный период (в 10–100 лет) составляет лишь мизерную (не более 0,1–0,001) долю от времени образования залежей УВ ($n \cdot 10^6$ лет)?

Сколь значима дополнительная эмиграция УВ, возникающая под действием техногенно обусловленных геодинамических напряжений, для восполнения дренированных запасов нефти и газа и каковы гидрогеологические механизмы ее реализации?

Как выражены причинно-следственные связи между техногенной геодинамикой и функционированием природно-техногенных объектов (включая ее гидрогеологическую составляющую)?

Какое влияние на масштабы дренирования геологического пространства оказывают длительность эксплуатации и плотность расположения нефтегазопромысловых объектов?

Адекватны ли критерии (в том числе гидрогеологические) поисков зон нефтегазонакопления для «новых» и «старых» нефтегазоносных территорий?

Ответы на эти важные (но далеко не исчерпывающие проблему) вопросы с позиций гидрогеологического анализа мы ищем в проводимых нами исследованиях, результаты которых с доступной полнотой представлены в ряде предшествующих публикаций [1–5 и др.]. Здесь же обсуждаются результаты изучения роли подземных вод в инициировании и развитии техногенной геодинамики в районах с длительной историей нефтегазодобычи.

Сразу отметим, что свой вклад в создание напряженно-деформированного состояния вносят как связанные, так и свободные воды. Активность связанных вод проявляется как фактор деформационных изменений в микропространствах геологической среды. Нами выполнен достаточно представительный объем работ по экспериментальному моделированию механических и акустических воздействий

(приближенных к техногенно обусловленным) на глиносодержащие отложения. Остановимся на полученных результатах подробнее.

Напомним, что в условиях тонкодисперсной литологической среды связанные воды, находясь в поле влияния поверхностных сил, обладают повышенной агрессивностью, поэтому их растворяющая способность на порядок выше, чем у свободных вод. При выходе из поля влияния поверхностных сил (за счет увеличения радиуса капилляра, раскрытия трещин и т.п.) растворенные соединения выделяются из раствора, формируя скопления в виде пленок жидких УВ или минеральных корок [6–8 и др.].

Роль связанных вод в изъятии минеральных и органических компонентов из осадочных пород признана большинством исследователей, хотя значимость этого фактора оценивается по-разному. До настоящего времени экспериментальное изучение связанных вод ограничивалось моделированием под действием температуры и давления. Авторами впервые предпринята попытка анализа поведения связанных вод при сопряжении термобарического и акустического факторов, полагая, что такие условия более характерны природно-техногенным системам.

Понятно, что воссоздание в эксперименте внешнего техногенного влияния, типичного для продуктивных пластов – практически неразрешимая задача, реально создание лишь их приближенного аналога. В нашем случае было учтено, что для большинства районов с интенсивным отбором УВ тенденция снижения пластового давления носит не сглаженный, а пульсационный характер [9, 10 и др.], здесь также повышена вибрационная активность среды [10–16 и др.]. Так, на этапе предразрушения пород в коллекторах после многолетней эксплуатации генерируются разночастотные акустические колебания, как в звуковом, так и ультразвуковом диапазонах. Экспериментально определены амплитудно-частотные параметры закачки в пласт глинистых растворов, которые на глубине 2800 м составили 18 Гц [10]. Исследования акустических полей трубопроводов на компрессорных станциях и линейных частях трубопровода показали, что интегральный шум лежит в диапазоне частот от 20 Гц до 20 кГц [11]. По независимым опытам на биологических и технических объектах установлено, что в частотных диапазонах 20–500 КГц происходит резкая активация прочносвязанных пленок воды, усиливается их способность к интенсивному массопереносу элементов от базисной поверхности по направлению к рыхлосвязанным пленкам и далее к свободным объемам вод [12]. В том же направлении действует электромагнитное возбуждение, возникающее в момент рождения трещин. Известно, что при воздействии на насыщенную горную породу акустическими колебаниями звуковой частоты собственный потенциал системы «образец-электролит» изменяется в несколько раз в зависимости от свойств объекта и характера возбуждающего поля [13]. Естественные же микросейсмические колебания лежат в диапазоне от 20 до 5000 Гц [14], в ареале их действия возникают гидродинамические эффекты, сопровождаемые заметным искажением гидрогеохимического (и прежде всего радиогидрогеохимического) фона [15].

Такова теоретическая подоплека экспериментов, проведенных для оценки влияния сопряженного термобарического и акустического воздействия на интенсивность выноса минеральных и органических компонентов из тонкодисперсных осадочных отложений.

Исследования, как было отмечено выше, были ориентированы на районы с длительной историей нефтегазодобычи. Это обусловило некоторые методические особенности моделирования. Они состояли в сравнении геохимических последствий опытов, выполненных в двух параллельных сериях: одна моделировала типичный для осадочных бассейнов медленный и практически непрерывный процесс уплотнения, цель другой – воссоздать в модельном приближении механикоактивационные и вибросейсмические нагрузки, характерные для старых нефтегазопромысловых районов.

Методика экспериментального моделирования состояла из ряда последовательных операций. Выделение связанных вод производилось с использованием специальной установки в камере высокого давления, изготовленной из титана. Дополнительно к существующей схеме прибора в основании «башмака» камеры высокого давления было смонтировано устройство, позволяющее создавать, регулировать и регистрировать вибро-акустическое воздействие на образец в диапазоне от 6 до 56 кГц. Кроме того, была предусмотрена техническая возможность обогрева модели, регулирования и замера температуры.

Для проведения экспериментов были отобраны горючие сланцы, аргиллиты и глины, т.е. породы, имеющие разную степень дегидратации и преобразованности органического вещества: а) горючие сланцы-кукерситы с высоким содержанием ОВ (~40%), которые относятся к ранней стадии катагенеза (O₂kk), Эстония; б) аргиллиты из отложений верхней юры Куриловско-Новоузенской зоны поднятий, отобранные с глубины 707 м, содержащие ОВ до 9,64% и находящиеся на более зрелой стадии катагенеза и уже частично реализовавшие свой УВ-потенциал (скв. 10 пл. Таловская, J₃ Центрально-Прикаспийская НГО; в) глины и глинистые породы, отобранные с широким диапазоне глубин 1000–3300 м из плиоцен-миоценовых отложений Кубанской сверхглубокой скважины СГ-12000 (Западно-Кубанский бассейн), а поэтому отражающие многостадийные процессы дегидратации и катагенеза ОВ.

Использовались следующие методы контроля результатов моделирования. Для многокомпонентных жидких проб применялась атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (высокочастотным индукционным плазменным источником возбуждения), позволяющая одновременно определять до 70 элементов с пороговой чувствительностью по концентрации для большинства определяемых элементов $(1-5) \cdot 10^{-3}$ мг/л. Благодаря высокой чувствительности плазменной спектрометрии возможно многократное разбавление анализируемых проб, что обеспечивает расширение динамического диапазона определения массовых концентраций компонентов в концентрированных солевых растворах, которыми зачастую являются отобранные пробы пластовых флюидов. Идентификация и определение химического состава горных пород проводилась методом рентгенофлюоресцентного анализа.

Схема задания нагрузок показана на рис. 1.

Анализ полученных результатов показал, что под действием знакопеременного давления, совмещенного с низкочастотным акустическим полем, происходит активное разрушение минеральной матрицы глинистых отложений. По-видимому, мы наблюдаем аналог «усталостных» эффектов, приводящих в процессе разработки месторождений УВ к механическому разрушению пород коллекторов, пескованию и другим геолого-техническим осложнениям в околоскважинном пространстве.

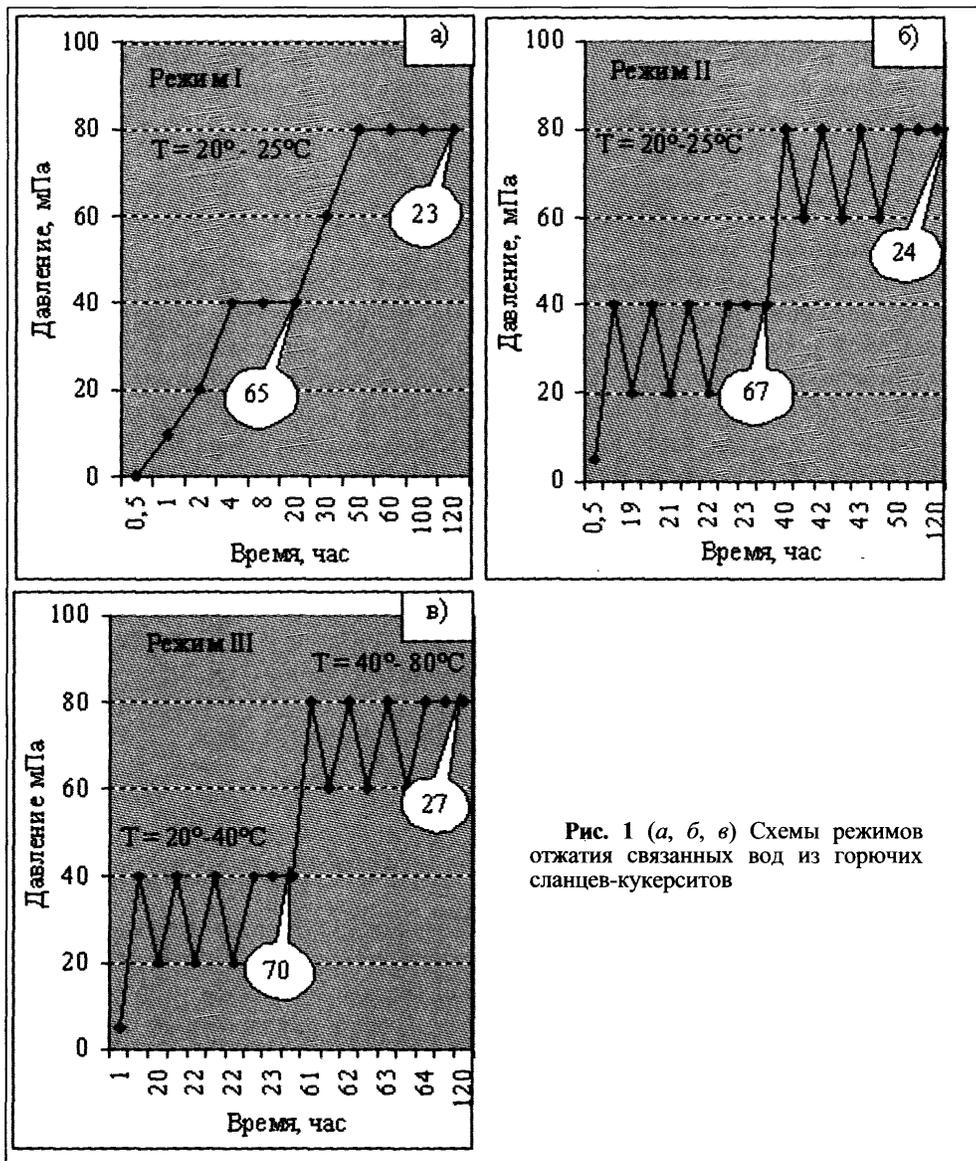


Рис. 1 (а, б, в) Схемы режимов отжатаия связанных вод из горючих сланцев-кукерситов

Наши результаты свидетельствуют о том, что интенсивнее всего из пород в режиме техногенных нагрузок выносятся окислы кремния, натрия, калия, железа, титана, кальция, магния, марганца, т.е. окислы породообразующих элементов. На рисунке 2 (а, б, в) отражены результаты преобразования геохимического состава минеральной матрицы горючих сланцев в процессе барического и акустического воздействия. Отмечается и достаточно активный выход органических компонентов (рис. 2, е). Об этом же говорят масштабы выноса тех микроэлементов, которые тесно связаны с УВ (рис. 2, в, г, д, е): резко уменьшается в породе после отжатаия связанных вод содержание ванадия (в 2,7

раза), ртути (в 1,2 раза), вольфрама (в 1,2 раза), никеля (в 1,1 раза), редкоземельных элементов (Sc и Y в 1,4–1,6 раз, La – в 15 раз), также Ta, Ga, Rb, Zr и других элементов.

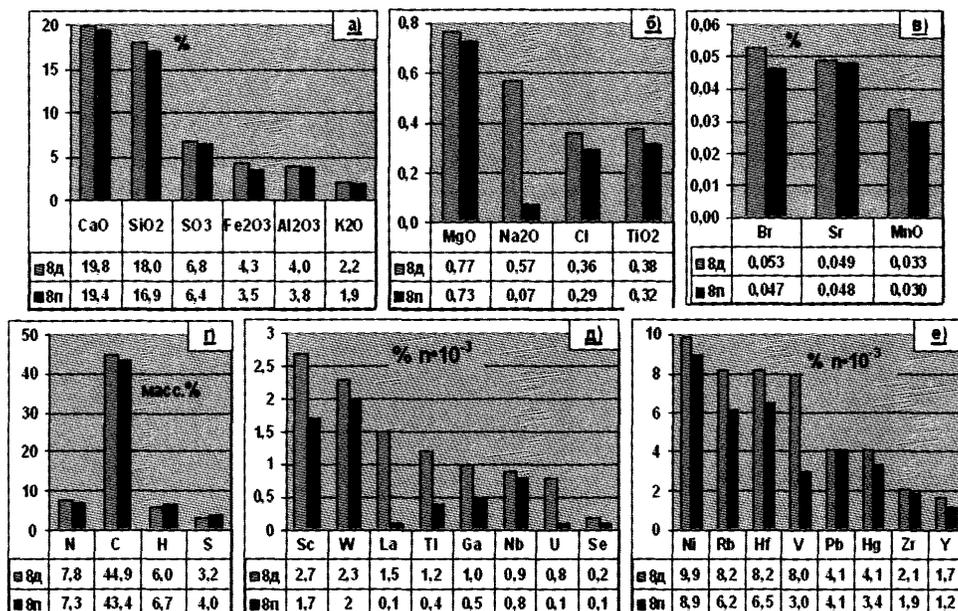


Рис. 2. Графики изменения содержания химических элементов в горючих сланцах – кукурситях «до» (проба 8д) и «после» (проба 8п) отжигания из них связанных растворов

Та же самая картина зафиксирована и в опытах с другими образцами глинистых пород. Верхнеюрские аргиллиты Куриловско-Новоузенской зоны поднятий после отжигания из них связанных вод значительно теряют минеральные и органические компоненты. Например, содержание элементов при переходе от плавно-ступенчатого к стресс-барическому способу нагружения заметно снижается для целого ряда компонентов (Cl, Ba, Sr, Rb, N, S, H и др.). Битуминологический анализ аргиллита после отжигания из него связанных вод показал: содержание ХБА снизилось с 0,039 до 0,028%.

Приведенные результаты экспериментов можно трактовать как ухудшение изоляционных свойств глинистых покрышек, с другой – как техногенный процесс формирования дополнительного пустотного пространства в «теле» глинистых отложений. Последняя возможность, по-видимому, наиболее вероятна, поскольку реально предполагать процессы переотложения солей кальция и магния на границе «глина-коллектор».

В связанных водах, отжатых из горючих сланцев, наблюдается снижение концентраций основных солеобразующих элементов и ряда микроэлементов при создании нагрузок в 80 мПа, что подтверждает имеющиеся факты опреснения пластовых вод на больших глубинах. На этом фоне при переходе от режимов плавно-ступенчатого нагружения к стресс-барическому растут концентрации

практически всех микроэлементов (рис. 3, а-ж) и органического углерода (рис. 3, з).

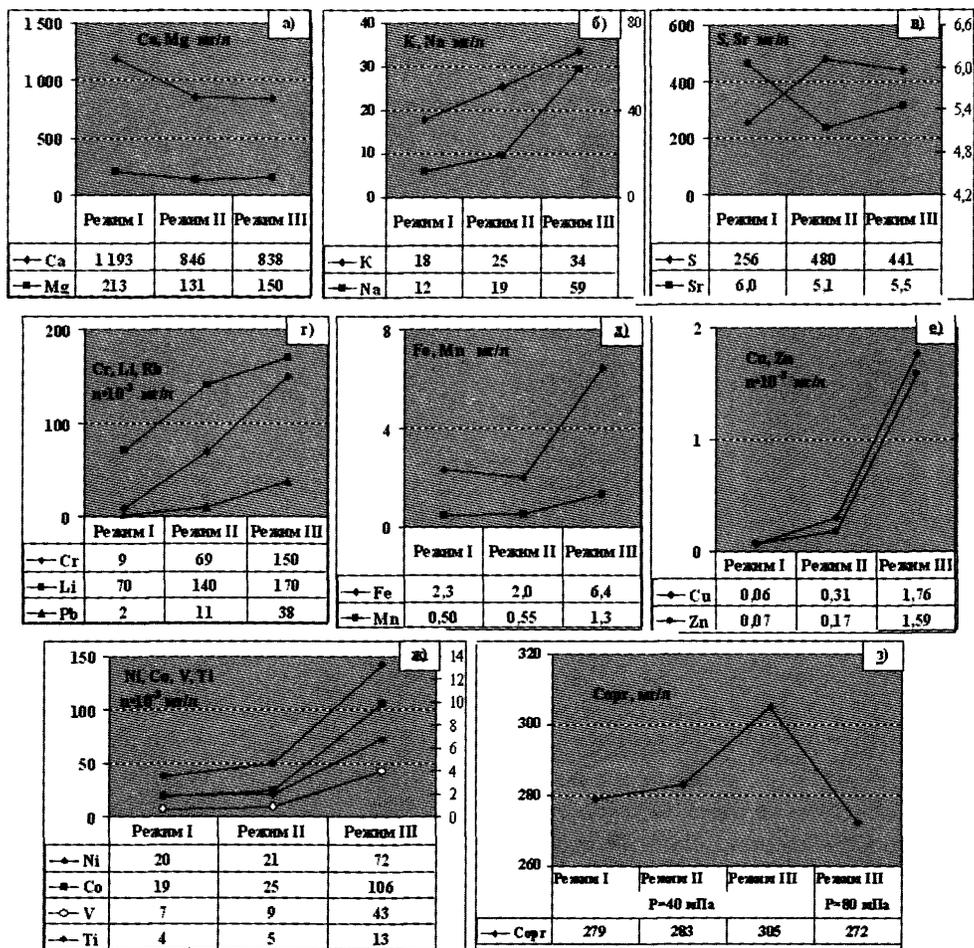


Рис. 3. Графики изменения содержания химических элементов и органического углерода в связанных водах, отжатых из горючих сланцев в разных режимах воздействия

Особо следует остановиться на органической составляющей отжатых вод. Их концентрации весьма существенны, в связанных водах горючих сланцев содержание органических веществ достигло 279–305 мг/л. Для сравнения отметим, что содержание Сорг в связанных водах Каракумского бассейна составляет 60–270 мг/л, в иловых растворах внутриконтинентальных морей (14–44 мг/л), концентрация Сорг в водах продуктивных структур осадочных нефтегазоносных бассейнов, как правило, не превышает 10–20 мг/л [16]. Таким образом, воды, отжатые из горючих сланцев и глинистых отложений Кубанской сверхглубокой скважины, можно назвать, по терминологии В.А. Кудрякова [17], «нефтегазоматеринскими водами». Здесь мы не касаемся вопроса воспол-

нения ресурсной базы за счет техногенно обусловленной эмиграции подвижных УВ из нефтегазоматеринских пород в коллектора.

Отметим, другое: уход столь значимых объемов органической массы приводит к резкому сокращению мощности отложений, изначально содержащих концентрированное органическое вещество (КОВ). Так, известно, что под действием геостатической и геодинамической нагрузок даже в геологическом времени из пород с КОВ происходит колоссальная убыль ОВ (масса которого, например, в горючих сланцах составляет 40% и более). Так, по отдельным оценкам в Прикаспийской впадине на глубине 1–2 км объем сланцев уменьшается до 60%. [18]. Это приводит к подвижкам, а в условиях дополнительной (техногенно обусловленной) геодинамической нагрузки описанные процессы еще более активизируются. Поэтому надо признать: техногенное знакопеременное геостатическое воздействие в совокупности с интенсификацией сейсмоакустического фона обуславливают весьма значимые объемные деформационные эффекты, в которых роль гидрогеологического фактора выражается в провокации обвалов, трещинообразования, смятия и подвижек как мелких пропластов, так и крупных пластов.

Обратим внимание и на то, что при увеличении давления на образец до 80 МПа в условиях третьего режима (акустическое + стресс-барическое воздействие, рис. 1в) и возрастании температуры до 80°C содержание $C_{орг}$ в связанных водах не увеличивается, а наоборот, уменьшается. Стало быть, процесс изъятия органической массы – узкоинтервальный по времени в отличие от режима плавно-ступенчатого нагружения.

На рис. 4 а), б), в) показано, что наиболее активно переход углерода и некоторых рудных элементов из матрицы породы в воды происходит в интервале глубин 2000–2400 м. Эти данные говорят о том, что при «расшатывании» структуры породы, ослаблении межслоевых связей в минеральной матрице глин, активации пленок связанной воды создаются благоприятные условия для так называемой катагенной разгрузки вод [19]. Результаты выполненных работ также подтверждают предположение, которое было сделано А.А. Карцевым и Д.И. Павловым относительно того, что при пульсационном тектоническом режиме интенсивность дегидратации пород добавочно стимулируется периодическим снижением геостатического давления в результате «насосного» эффекта. В сочетании с возрастанием теплового потока при понижении давления это обеспечивает создание зон повышенной отделяемости возрожденных вод [19].

Встает вопрос о том, насколько возможна миграция геофлюидов из низкопроницаемых отложений в коллектора за сравнительно небольшой отрезок геологического времени? Отчасти ответ на этот вопрос можно найти в работах гидрогеологов, занимающихся проблемами формирования ресурсов вод в артезианских бассейнах. Так, выполненный в последние годы анализ опыта эксплуатации крупных действующих водозаборов в Москве, Киеве, Кишиневе, Полтаве, Томске, Краснодаре подтверждает зависимость снижения давления в эксплуатируемом водоносном горизонте от снижения (с запаздыванием) порового давления в изолирующих глинистых флюидопорах.

Т.А. Плугина приводит результаты натуральных измерений порового давления в глинах и пластового давления в нижележащем коллекторе. При ежесуточной откачке в объеме 12 тыс. м³ в нем происходит постепенное понижение напора.

В 6 метрах от кровли водонапорного горизонта в глинистой толще в специальной скважине с помощью высокочувствительной аппаратуры определялась динамика порового давления. Оно уменьшалось с некоторым запаздыванием, но практически синхронно снижению давления в водоносном пласте (табл. 1) [20].

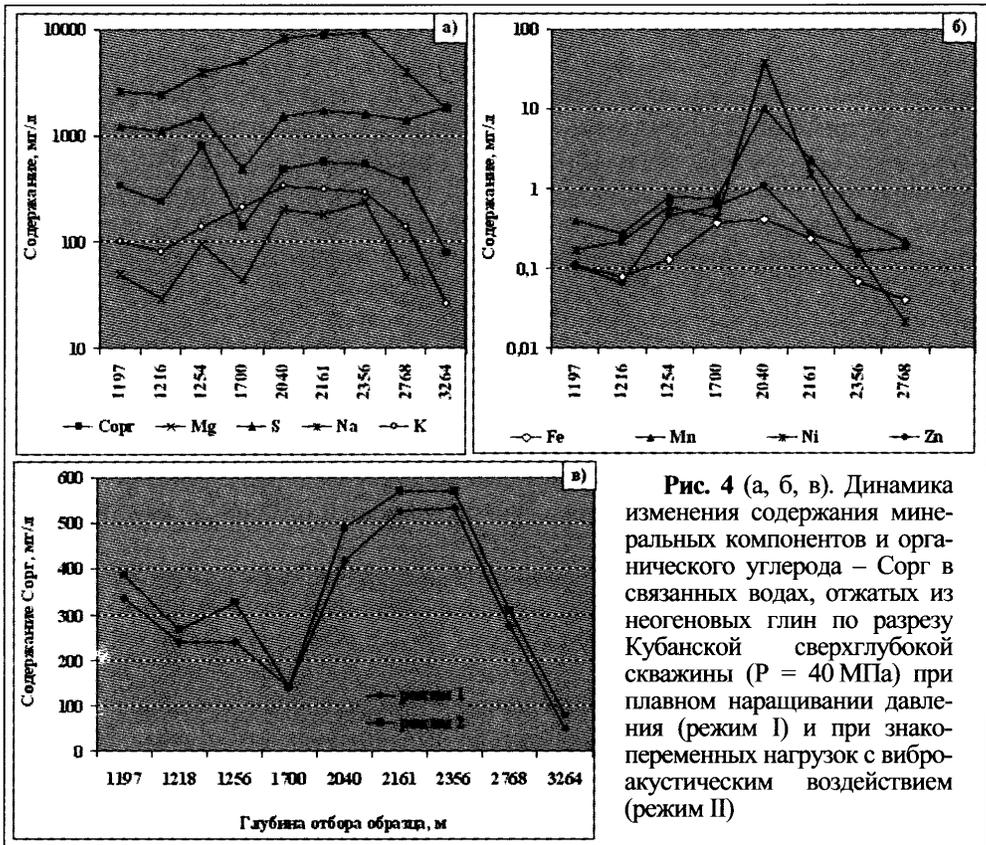


Рис. 4 (а, б, в). Динамика изменения содержания минеральных компонентов и органического углерода – Сорг в связанных водах, отжатых из неогеновых глин по разрезу Кубанской сверхглубокой скважины (Р = 40 МПа) при плавном наращивании давления (режим I) и при знакопеременных нагрузках с виброакустическим воздействием (режим II)

Интенсивность просадочных явлений над залежами, зафиксированных на старых нефтегазопромыслах, контролируется различными факторами, в том числе и фактором эмиграции флюидов из глин. В.И. Петренко приводит интересные данные: для Северо-Ставропольского газового месторождения были сопоставлены фактические темпы и величины оседания земной поверхности с учетом только сжатия пород-коллекторов. При этом оказалось, что фактические темпы и величина оседания в 3,3 раза превосходили ожидаемые, что скорее всего связано с неучтенным при расчете фактором эмиграции УВ и вод из глинистых отложений [20].

Выше шла речь о геологической роли связанных вод при интенсификации техногенно обусловленных напряжений в нефтегазодобывающих районах с длительной историей эксплуатации. Между тем, свою, весьма важную роль здесь играют и свободные воды, о чем речь пойдет далее.

Динамика понижения давления в слабопроницаемом разделе при откачке воды из водоносного горизонта на Центральном участке Шардинского месторождения (цитируется по [20])

Время от начала откачки, сут.	Понижение давления, МПа	
	В водоносном горизонте	В слабопроницаемом горизонте в 6 м от кровли водоносного горизонта
0,3	0,037	0,019
2,6	0,051	0,029
7,8	0,067	0,035
13,0	0,071	0,036
196,0	0,122	0,054

Масштабы гидродинамических процессов в таких районах точно не установлены, но зафиксировано, что они значительны. По латерали область дренирования может охватывать сотни километров (Западная Сибирь), по вертикали – достигать зон преимущественного распространения кислых газов. Таким образом, с одной стороны привнос (изатягивание) на большие глубины кислородосодержащих технических вод, с другой, подтягивание с больших глубин обогащенных кислыми компонентами пластовых вод резко смещает геохимическое равновесие в системе «вода-порода – залежь УВ». Это также приводит к изменению структуры порового пространства, но уже на гораздо больших пространственных масштабах.

Рассмотрим некоторые процессы с участием попутных вод (как смеси пластовых и технических), приводящие к деформационным явлениям.

1) Десульфатизация сначала подземных вод, а затем и вмещающих пород. Она вызвана переводом SO_4^{2-} в S^{2-} . Происходит растворение сульфатной (гипсы, ангидриты и др.) составляющей разреза (сульфатный карст). Такова природа улучшенных коллекторов на некоторых нефтяных месторождениях Поволжья. Здесь растворение сульфатного цемента продуктивных песчаников обусловлено восстановлением сульфат-иона пластовых вод (Чепиков К.Р. и др., 1965). Образующаяся сульфидная сера (при отсутствии условий, способствующих ее осаждению) покидает очаг генерации.

2) Декарбонатизация – разрушение карбонатного вещества. Коррозия и растворение карбонатов (карбонатный карст) – явления, широко распространенные в нефтеносных отложениях (на водонефтяных контактах и т.д.), на месторождениях сероводородных вод и др. Вклад сульфатредукции как поставщика агрессивных продуктов (H_2S , CO_2 , органических кислот и др.) признается многими исследователями. Пещеры, образовавшиеся за счет действия H_2S , известны во многих нефтегазоносных районах США, Румынии, Мексики, Саудовской Аравии и др. (Петухов А.В., 2002).

3) Dolomitization известняков, сопутствующая обычно сульфатредукционным процессам. Многие исследователи считают, что при этом происходит уменьшение объема (до 12%) и образование вторичной пористости.

4) Разрушение и коррозия кварца полевых шпатов и других минеральных компонентов в результате агрессивного воздействия CO_2 , органических кислот и др. Эта составляющая разуплотнения изучена и оценена крайне слабо. Дискрет-

ный характер оседания мог быть обусловлен пульсирующей генерацией кислых газов, многоактным их удалением из материнских толщ и агрессивным воздействием на породы, формированием дефекта массы и далее, при достижении определенного состояния компенсирующим гравитационным проседанием [21].

5) Изъятие ОВ из разреза. Например, при потере горючими сланцами равных весовых содержаний минерального и органического вещества за счет последнего высвобождается больший (в 2 и более раза) объем (из-за разной плотности). Как следствие, формируются автономные структурные деформации (зоны трещиноватости, дробления и т.д.), происходящие за счет уменьшения объема и мощности исходных сланцев при подземном карстообразовании («углеродистый» карст).

Деформационные изменения во всех выше упомянутых случаях многообразны. Формирующиеся ослабленные зоны и трещинно-разрывные дислокации впоследствии могут выполнять функции дренажных систем, связывающих глубокие части карстующихся интервалов с поверхностью Земли. Региональное прогибание (проседание) верхних структурных этажей над зонами выноса вещества обуславливает растягивающее напряжение во фланговых частях, которые после очередного превышения предела прочности на скалывание дают новые или омолаживают ранее существовавшие разрывные дислокации и разрешаются в виде сейсмических толчков [22].

Деформации поверхности подсолевого комплекса не могут не отразиться на соляной тектонике в перекрывающих галогенных толщах. Кстати, соляной карст также сопровождается гравитационными обвальными явлениями. Напомним о ряде интересных образований регионального распространения, генетически связанных с карстованием солей, которое привело не к развитию полостей, а к возникновению своеобразных брекчированных, просевших, обрушенных или переотложенных надсолевых и внутрисолевых некарстующихся пород (Беленицкая Г.А., Седлецкий В.И., 1982). Это также изменяет фильтрационные свойства пород, а многократные подвижки и неоднократное выпадение вторичных минералов нередко приводят к гидродинамической разобщенности коллекторов (и/или залежей), разнонаправленным изменениям пластовых давлений и т.д.

Интересно привести количественные данные по объему растворяемого и выносимого галита при длительной разработке подсолевых месторождений. Так, по расчетам специалистов при разработке межсолевой залежи Осташковичского месторождения выпало из подземных вод в коллектор около 2,2 тыс. м³ кальцита, при этом вынесено более 1,1 млн м³ катагенетического галита и около 650 м³ ангидрита [23].

Таблица 2 демонстрирует динамику изменения порового пространства и на других месторождениях Припятского прогиба.

Таблица 2

Изменение объема порового пространства за счет гидрогеохимических процессов на действующих нефтяных месторождениях Припятского прогиба (по состоянию на 1.1.1999 г.) [23, с сокращениями]

Месторождение	Залежь	Количество определений	растворение (+), выпадение (-)			Общее изменение объема, тыс. м ³
			галит	сульфаты	карбонаты	
			объем, тыс. м ³	объем, тыс. м ³	объем, тыс. м ³	
Березинское	межсолевая	75	18,338	0,125	-0,042	18,421

Вишанское	подсолевая	188	594,761	3,160	-1,034	596,887
Дубровское	межсолевая	135	5,942	-0,008	-0,040	5,894
Речицкое	межсолевая, IV пачка	120	169,089	-1,192	-0,165	167,732
Речицкое	подсолевая	182	314,967	1,931	-1,055	315,843
Тишковское	подсолевая	110	41,826	0,203	-0,107	41,922
Ю-Сосновское	межсолевая	93	11,805	0,054	-0,056	11,803

Помимо деформаций прогибания, чередования режимов растяжения и сжатия на локальных участках, происходит неоднократное нарушение сплошности хемогенных покрышек, что в ряде случаев сопровождается землетрясениями. Это позволило рассматривать, в частности, подсолевые нефтегазоносные толщи Амударьинской провинции как современные сейсмогенерирующие центры с гипоцентрами на глубине 4–6 км. [20 и др.], А.М. Седых, 1985). Снижение вертикальной нагрузки в локальных зонах имеет последствия и для нижележащих толщ (изменение пористости и пластовых давлений, образования трещин, а иногда и воздымание отдельных блоков пород и т.д.). Можно предположить, что соотношения между фундаментом и его осадочным чехлом в таких районах, как Прикаспийская впадина, станут более сложными, а снятие нагрузки вызовет подвижки отдельных блоков фундамента.

Итак, подземные воды под воздействием внешних нагрузок, характерных для природно-техногенных систем осадочных бассейнов, в условиях длительной эксплуатации УВ-месторождений проявляют высокую геохимическую и гидродинамическую активность.

Гидрогеологический фактор в развитии напряженно-деформированных состояний коллекторов будет наиболее активно проявляться в тех регионах и на тех глубинах, где в разрезе отложений: а) наблюдается частое (тонкое) переслаивание песчано-алевролитовых и карбонатных пород с глинами; б) залегают мощные толщи легко растворимых солей; в) присутствуют породы с концентрированным органическим веществом.

Совмещение названных условий с повышенным природным сейсмическим фоном способствует интенсификации новейших геодинамических процессов, которые могут создавать угрозу нефтегазопромыслам.

Бесспорно, приведенный материал, посвященный только одному из многих аспектов деятельности подземных вод в условиях активного освоения ресурсного углеводородного потенциала, приводит к пониманию всей важности и значимости режимных гидрогеологических наблюдений в рамках геодинамического мониторинга при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов.

Литература

1. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Юсупова И.Ф. Геохимия поровых растворов пород с концентрированным органическим веществом // Седьмая Научная конференция «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа». М., ГЕОС, 2005.
2. Абукова Л.А., Абрамова О.П. Механохимия поровых вод неконсолидированных глинистых отложений // Международная научная конф. «Глины и глинистые минералы». Воронеж. 2004.

3. *Abramova O.P., Abukova L.* Trace substances of combined waters as the possible indicator of oil-and-gas-bearing terrains // 32nd International Geological Congress. Florence-Italy, 2004.
4. *Свалов А.М., Абукова Л.А.* Влияние слоистой неоднородности газовой залежи на процессы разгазирования пластовых вод // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии.* – М., ГЕОС., 2005. С. 338–341.
5. *Юсупова И.Ф.* Глубинный карст и геодинамическая дестабилизация недр // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии.* – М., ГЕОС, 2005. С. 221–224.
6. *Симоненко В.Ф.* Первичная миграция углеводородов в водорастворенном состоянии и их начальная миграция. М., ВИЭМС. 1988. – 56 с.
7. *Карцев А.А., Блох А.М.* Роль микропоровых растворов в процессах массопереноса в литосфере / *Геология и геохимия горючих ископаемых.* Киев, Наукова думка. 1980. №55. С. 30–36.
8. *Ляхович П.К., Склярова З.П.* Дегидратационно-эмиграционный потенциал как показатель общей минерализации пластовых вод / *Разведка и охрана недр.* 1991, №3. С. 36–41.
9. *Концештейн В.Н.* Основные параметры водонапорных систем газовых и газоконденсатных месторождений Западно-Сибирской плиты. М., ВНИИЭГазпром, 1975. 47 с. *Карцев А.А., Никаноров А.М.* Нефтепромысловая гидрогеология. М., Недра, 1983. – 199 с.
10. *Кондрат В.Ф.* Виброэлектрический эффект в пористых средах и его использование в ГИС. *Нетрадиционные методы изучения неоднородностей Земной коры.* М., Труды ФЗ РАН. 1993. С. 46–47.
11. *Орлов В.С., Максимова В.П., Павлов В.И.* Изучение физических полей трубопроводов в местах подводных переходов для разработки природоохранных мероприятий // *Экология нефтегазового комплекса.* Ч. 2. М., 1989. С. 44–52.
12. *Габуда С.П.* Связанные воды: Факты и гипотезы. Новосибирск: Сиб. Отд-ние, 1982. 160 с.
13. *Низамов Х.Н. Марчук А.Н.* Волновые процессы в гидросистеме закачки глинистого раствора в пласт и способы их устранения // *Геоэкология в нефтяной и газовой промышленности* М., ГАНГ, 1995. – С. 31.
14. *Николаев А.В.* Эффект сейсмических воздействий на залежи нефти и подземных вод / *Сейсмическое воздействие на нефтяную залежь.* М., 1993. С. 7–24.
15. *Осика Д.Г., Черкашин В.И.* О фундаментальных и прикладных аспектах изучения флюидного режима сейсмически активных областей и их обрамлений // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии.* М., 2005. С. 520–522 с.
16. *Абрамова О.П., Некрасова Ж.С., Ольховский А.И., Солуянова Л.П.* Статистическая оценка нефтегазопроисхождения ароматических углеводородов, растворенных в подземных водах центральной и северной Туркмении // *Известия АН ТССР, серия физико-технических, химических и геологических наук,* 1974 №5.
17. *Кудряков В.А.* Органические вещества подземных вод – дополнительный источник нефти и газа / *Органическая геохимия вод и поисковая геохимия.* М., Наука. С. 62–65.
18. *Ильин В.Д.* Формации горючих сланцев в зоне катагенеза и метаморфизма – важный региональный источник углеводородов // *Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. Обзор ВНИИ Экон. Минер. Сырья и геолого-разв. Работ.* ВИЭМС. М., 1986.
19. Парагенезис металлов и нефти в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов / *Д.И. Горжевский, А.А. Карцев, Д.И. Павлов и др.* – М.: Недра, 1990. – 268 с.
20. *Петренко В.И., В.И. Зиновьев, В.Я. Зленко и др.* Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра. 2003, 511 с.
21. *Anissimov L.* Overpressure phenomena in the Precaspian Basin // *Petroleum Geoscience.* 2000. V. 7, pp. 389–394.
22. *Вартанян Г.С.* Месторождения углекислых вод горно-складчатых регионов – М.: Недра, 1977.
23. *Порошин В.Д., Муляк В.В.* Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 2004. – 220 с.

НАПРАВЛЕНИЕ III

**Проблемы устойчивого
развития нефтегазового
комплекса России**

СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СИБИРИ НА ПЕРИОД ДО 2020 г.

*А.Э. Конторович¹, Г.И. Грицко¹, В.А. Каширцев¹,
А.Г. Коржубаев¹, А.Ф. Сафронов²*

¹ Институт геологии нефти и газа СО РАН

² Институт проблем нефти и газа СО РАН

igng@uiggm.nsc.ru, korzhubaebag@uiggm.nsc.ru

Основные цели и задачи развития топливно-энергетического комплекса Сибири на ближайшие десятилетия в свете «Энергетической стратегии России до 2020 г.», «Стратегии экономического развития Сибири» и новой «Стратегии социально-экономического развития Сибири» состоят в следующем:

- Создание энергетических предпосылок устойчивого социально-экономического развития Сибири и соседних регионов России.
- Обеспечение долгосрочных потребностей в энергии и энергоносителях экономики и населения Сибири и соседних регионов, а по ряду позиций (энергетический и коксующийся уголь) – всей России.
- Улучшение географии добычи нефти и газа в Сибири – приближение центров добычи нефти и газа к потребителям на внутреннем и внешнем рынках.
- Обеспечение надежности удовлетворения существующих и перспективных потребностей в теплоснабжении коммунального и промышленного секторов.
- Обеспечение надежного энергоснабжения северных и изолированных потребителей.
- Обеспечение энергетической безопасности восточных районов России.
- Реализация внешнеэкономических и геополитических интересов России в Северо-Восточной Азии.
- Улучшение инвестиционного климата в округе и соседних регионах Сибири и Дальнего Востока.
- Обеспечение экологической безопасности в регионе.
- Реализация потенциала энергосбережения.
- Обеспечение опережающего социально-экономического развития, улучшение уровня и качества жизни населения федерального округа.

С учетом оптимизации ТЭБ Сибири как важнейшего элемента системы энергообеспечения России региональном и отраслевом разрезах разработанные в «Энергетической стратегии России до 2020 г.» балансы предусматривают: 1) рост производства и потребления электроэнергии, как условия развития экономики и повышения комфортности жизни населения; 2) повышение эффективности потребления топлива и энергии в экономике страны и в жилищно-коммунальном секторе за счет энергосбережения; 3) совершенствование структуры производства электроэнергии; 4) повышение качества нефтепродуктов при повышении глубины и эффективности переработки нефти; 5) комплексную переработку природного и попутного газа и увеличение использования газа на нетопливные нужды; 6) расширение использования экономически эффективных возобновляемых энергоресурсов. Таким образом, при увеличении объема использования первичной энергии, включая нефть и газ, предполагается повысить резко эффективность энергопотребления.

Обоснование сценариев потребления нефти, угля и газа на перспективу осуществлялось посредством определения их доли в топливно-энергетическом балансе. Были разработаны сценарии изменения ТЭБ Сибири на период до 2020 г.

Значение годового прироста общего объема использования энергоносителей δV_j определяется исходя из значений запланированного прироста внутреннего регионального продукта ВРП ($\delta \text{ВРП}_j$) и ожидаемого в расчетном году объема энергосбережения, характеризующегося снижением энергоемкости ВРП ($\delta \Xi_j$):

$$\delta V_j = \delta \text{ВРП}_j - \delta \Xi_j - \delta \text{ВРП}_j \cdot \delta \Xi_j, \text{ доли ед.}, \quad (1)$$

где $j = 1+n$ – порядковый номер расчетного года (2002, 2003, ...).

Значения ежегодного прироста объема валового регионального продукта определяются, как правило, региональными программами развития и возможностями экономики региона, т.е. в каждом прогнозируемом году могут иметь место различные значения прироста ВРП. Поэтому в методике и в разработанной в соответствии с ней компьютерной программе прирост ВРП задается дискретно на каждый прогнозируемый год. Аналогично задаются значения ежегодного ожидаемого снижения энергоемкости ВРП. Прирост объема использования энергоносителей, рассчитываемый по формуле (1), определяет достижение необходимого объема их использования в предстоящем году, V_j :

$$V_{j-1} = V_{j-1}(1 + \delta V_j),$$

где V_{j-1} – объем использования энергоносителей в базовом, предшествующем рассчитываемому, году, млн т у.т.

Распределение объема использования энергоносителей по отдельным видам последних осуществляется в соответствии с задаваемыми значениями их долей в обеспечении создающегося прироста энергопотребления:

$$\begin{aligned} V_{yj} &= V_{j-1} \cdot \delta V_j \cdot \delta V_y + V_{yj-1}, \\ V_{nj} &= V_{j-1} \cdot \delta V_j \cdot \delta V_n + V_{nj-1}, \\ V_{\Gamma j} &= V_{j-1} \cdot \delta V_j \cdot \delta V_r + V_{\Gamma j-1}, \end{aligned} \quad (2)$$

где: V_{yj} , V_{nj} , $V_{\Gamma j}$ – объемы использования угля, нефтепродуктов (в данном случае мазута) и природного газа в ТЭБ соответственно, млн т у.т.;

V_{yj-1} , V_{nj-1} , $V_{\Gamma j-1}$ – соответственно объемы использования угля, нефтепродуктов и газа в предшествующем году, млн т у.т.;

δV_y , δV_n , δV_r – доли угля, мазута и газа соответственно в обеспечении ежегодного прироста объема потребляемых энергоносителей, доли ед.

Затем определяются значения долей каждого вида энергоносителей в общем объеме использованного энергетического сырья:

угля:
$$Y_j = \frac{V_{yj} \cdot 100}{V_j}, \%$$

нефти:
$$H_j = \frac{V_{nj} \cdot 100}{V_j}, \%$$
 (3)

газа:
$$G_j = \frac{V_{\Gamma j} \cdot 100}{V_j}, \%$$

Как было отмечено выше, важное место при разработке сценариев топливно-энергетического баланса Сибири отводилось изучению влияния энергосбережения, снижения энергоемкости продукции на объем потребляемого энергетического сырья. Именно с учетом энергосбережения и снижения энергоемкости продукции формировались основные параметры Энергетической стратегии России. В названном документе предусмотрено снижение энергоемкости ВВП к 2020 г. практически в 2 раза по сравнению с его нынешним уровнем. Такое значительное снижение энергоемкости ВВП за рассматриваемый отрезок времени предполагает ежегодное уменьшение величины энергоемкости примерно на 3%. При разработке сценариев ТЭБ значение ежегодного снижения энергоемкости ВВП, равное 3%, использовалось в качестве максимально возможного в реальных условиях.

Ниже приводятся разработанные наиболее характерные сценарии, отражающие, как представляется, весь спектр возможных в практическом плане ситуаций, связанных с изменением структуры ТЭБ в рассматриваемом периоде.

Различия в сценариях (табл. 1) развития ТЭБ Сибири обеспечивались разными значениями и сочетаниями двух основных параметров:

- годового прироста объема потребляемых энергоресурсов
- годового изменения энергоемкости ВВП (в данном случае – ВРП)

Для вариантов сценариев с I по IV значение годового прироста объема потребляемых энергоресурсов задавалось постоянным на протяжении всего прогнозируемого периода (т.е. с 2001 по 2020 гг.) и составляло 3,5% – при различных для каждого из указанных сценариев уровнях энергосбережения.

Таблица 1

Характерные сценарии изменения топливно-энергетического баланса Сибири	Годовой прирост потребления энергетического сырья, %	Годовое снижение энергоемкости ВРП, %
Сценарий I	3,5	0
Сценарий II	3,5	1,0
Сценарий III	3,5	2,0
Сценарий IV	3,5	3,0
Сценарий V	2,0	0
Сценарий VI	2,0	1,0
Сценарий VII	2,0	2,0
Сценарий VIII	2,0	3,0

Для вариантов сценариев с V по VIII значение годового прироста потребления энергоресурсов в период с 2001 по 2020 гг. также задавалось постоянным, но составляло 2%, т.е. в этом случае темпы развития экономики региона принимались значительно более низкими. При этом так же, как и для сценариев I–IV, различия в указанных сценариях определялись разным уровнем энергосбережения.

Анализ разработанных сценариев развития и изменения топливно-энергетического баланса Сибири позволяет сделать ряд выводов.

Так, в случае, если развитие экономики региона в рассматриваемом периоде будет идти в соответствии с темпами, предусматриваемыми планами правительства (то есть, если рост ВВП будет составлять 6–7% в год), что, согласно известным закономерностям в развитии экономики, должно сопровождаться значи-

тельным приращением объема потребляемых энергоресурсов (в соответствии с разработанными сценариями – предположительно на 3,5% в год), и при условии сохранения энергоемкости производства на ее нынешнем недопустимо высоком уровне на всем протяжении рассматриваемого периода – то, по расчетам, к 2020 г. количество используемого в ТЭБ Сибири угля должно будет возрасти до 137 млн т у.т., т.е. увеличиться в 1,7 раза по сравнению с объемом использованного угля в 2001 г.

Кроме того, согласно описанному сценарию развития событий, общее потребление энергетического сырья в Сибири должно возрасти со 152 млн т у.т. в 2001 г. до 264 млн т у.т. в 2020 г., или в 1,74 раза.

В случае же развития экономики в соответствии со сценарием, предусматривающим такие же темпы роста потребления энергетического сырья (т.е. по 3,5% в год), но при этом предполагающим осуществление активных энергосберегающих мероприятий, обеспечивающих, к примеру, снижение энергоемкости производства на 2% в год – угля в топливно-энергетическом балансе Сибири в 2020 г. потребуются в этом случае 99 млн т у.т., т.е. лишь в 1,2 раза больше, чем в 2001 г. При этом, согласно расчетам, объем потребляемых энергоресурсов увеличится со 152 млн т у.т. до 190 млн т у.т. в 2020 г., или в 1,25 раза.

В случае реализации сценария, предусматривающего более низкие темпы развития экономики (порядка 4–5% в год) и, как следствие, более низкий годовой прирост объема потребляемого энергетического сырья (принимавшегося в разработанных сценариях равным 2% в год), и предполагающего ежегодное снижение энергоемкости экономики на 2% – общее потребление энергетического сырья на протяжении всего периода до 2020 г. будет при этом оставаться практически неизменным.

Наконец, при осуществлении на практике сценария, предполагающего такие же невысокие темпы роста потребления энергоресурсов, т.е. 2% в год, но при этом рассчитывающего на снижение энергоемкости ВРП по 3% в год, общее количество потребляемого энергетического сырья, согласно расчетам, будет постепенно снижаться, и к 2020 г. достигнет величины в 130 млн т у.т., или 87% от уровня потребления 2001 г.

Разработанные сценарии развития топливно-энергетического комплекса Сибири можно условно классифицировать следующим образом.

Сценарии IV, VII и VIII нужно считать «оптимистическими», сценарии I и II – «критическими», а сценарии III, V и VI следует отнести к «умеренным».

Одним из наиболее вероятных (по причине «усредненности» значений заложенных в него расчетных параметров) в плане возможности своей практической реализации среди приведенных выше прогнозных вариантов изменения структуры ТЭБ допустимо считать сценарий III (рис. 9), предусматривающий увеличение к 2020 г. общего объема потребляемого энергетического сырья на 25%, что обеспечивается довольно высоким – по 2% в год – снижением энергоемкости сибирской экономики.

Согласно данному сценарию, доля угля в ТЭБ Сибири в 2020 г. останется практически на сегодняшнем уровне (а именно 52%), доля природного газа в ТЭБ увеличится с 9 до 12% (т.е. практически на треть), а доля мазута возрастет с 18 до 19% – и все это за счет снижения доли использования первичной электроэнергии. Впрочем, соотношение долей отдельных видов энергоносителей в ТЭБ в рамках

одного сценария в принципиальном плане многовариантно – при одном и том же значении увеличения общего количества потребляемых энергоресурсов, хотя практически может изменяться лишь в весьма узком количественном интервале.

Нефтяная промышленность

Перспективные уровни добычи нефти в Сибири будут определяться в основном уровнем мировых цен на жидкое топливо, объемом внутреннего спроса, уровнем развития транспортной инфраструктуры, налоговыми условиями, научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, интенсивностью геологоразведочных работ и качеством сырьевой базы.

Главной нефтяной базой страны в ближайшие десятилетия останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. В рамках «критического» варианта разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а также в отдаленных от основной инфраструктуры районах станет нерентабельной, что приведет к падению добычи в регионе до 251 млн т в 2010 г., до 239 млн т к 2015 г. и до 234 млн т к 2020 г. В «умеренном» варианте на период до 2015 гг. ожидается стабилизация добычи на уровне 300 млн т в год, после чего возможно ее незначительное снижение до 295 млн т к 2020 г. При «благоприятном» варианте добыча нефти возрастет к 2010 г. до 342 млн т с последующим постепенным снижением до 324 млн т к 2015 г. и до 316 млн т к 2020 г. В «оптимистическом» варианте добыча нефти составит в 2010 г. 351 млн т, в 2015 г. – 359 млн т, в 2020 г. – 368 млн т.

При «оптимистическом» и «благоприятном» вариантах развития экономики будут сформированы новые центры нефтяной промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), на шельфе острова Сахалин, в Баренцевом море, российском секторе Каспийского моря, увеличится добыча нефти в Тимано-Печорской провинции.

При интенсивном проведении геологоразведочных работ сырьевая база позволит, а программы социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока, стратегические интересы России в Азиатско-Тихоокеанском регионе делают желательным доведение добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха к 2010 г. до 10 млн т, к 2015 г. до 45 млн т и к 2020 г. до 80 млн т («оптимистический», «благоприятный» варианты). При «умеренном» варианте возможно достижение годового уровня добычи 10 млн т к 2010 г., 28 млн т к 2015 г. и 40 млн т к 2020 г. При «критическом» варианте добыча в Восточной Сибири стабилизируется на уровне 3 млн т нефти и конденсата в год.

В рамках «критического» варианта изменения ценовой конъюнктуры и развития российской экономики добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха не превысит 3 млн т. Укрупнение структуры собственности и создание стратегических альянсов российских компаний повышает возможность привлечения крупных инвестиций проекты освоения месторождений в новых регионах, а также позволяет более эффективно влиять на глобальную конъюнктуру.

При освоении новых районов добычи предполагается также привлечение кредитных средств на условиях проектного финансирования. В перспективе до 25–30% общего объема инвестиций может составить заемный и акционерный капитал. Инвестиции в новые крупные проекты будут в основном осуществляться на

условиях проектного финансирования, то есть под обеспечение финансовых потоков, генерируемых самим проектом. Формирование приемлемого для целей проектного финансирования законодательства должно происходить в направлении совершенствования как лицензионной системы недропользования, так и системы недропользования, построенной на применении режима соглашений о разделе продукции.

Для анализа эффективности освоения ресурсов нефти на месторождениях Западной Сибири, Восточной Сибири, включая Республику Саха (Якутия) до 2020 года использовалась динамика производственных издержек, коммерческих и административных расходов, а также налогов и чистой прибыли. Расчёт производился на базе удельных показателей затрат компаний – операторов разработки месторождений нефти в конкретных регионах.

Структура издержек меняется по вариантам, т.к. при «оптимистическом» сценарии развития нефтяной отрасли в промышленный оборот будут вовлекаться месторождения с худшими горно-геологическими и климатическими условиями для поддержания высокого уровня добычи в регионе. Это приведет к повышению уровня средних по отрасли издержек добычи и транспортировки нефти.

В Западной Сибири чистая прибыль в оптимистическом варианте составит 440,1 млрд долл. в благоприятном варианте – 393,8 млрд долл., в умеренном варианте – 315,3 млрд долл., в критическом варианте – 100,2 млрд долл.

В Восточной Сибири в равной степени коммерчески эффективными являются «оптимистический» и «благоприятный» варианты, чистая прибыль составит 118,3 млрд. долл., в «благоприятном» варианте суммарная чистая прибыль составит 69,4 млн дол., в «критическом» – 8,7 млн дол.

Предполагается, что капитальные вложения будет проводиться за счёт амортизационных отчислений и части прибыли. Наибольший объём инвестиций за период ожидается в Западной Сибири.

Газовая промышленность

Устойчивая тенденция в мировой системе энергообеспечения – опережающий рост спроса на газовое топливо. Первая половина XXI века будет периодом интенсивного развития газовой энергетики. В формировании мирового уровня добычи газа и газообеспечения в России Сибири будет принадлежать определяющая роль. Выполненный анализ показал, что в условиях устойчивого экономического роста при поддержании и расширении экспортных поставок добыча газа в Западной и Восточной Сибири, включая Республику Саха, наиболее вероятно (вероятный вариант) будет доведена в 2010 году до 610–630 млрд м³, в 2020 году – до 650–690 млрд м³.

Достижение этих уровней предполагает уже ближайшие годы: 1) резкое увеличение капитальных вложений в подготовку новых месторождений к разработке, развитие инфраструктуры транспорта газа, включая экспортные направления, расширение геологоразведочных работ, 2) значительное повышение внутренних цен на газ в структуре относительных цен, 3) решение проблемы доступа вертикально-интегрированных нефтяных компаний и независимых производителей газа к системе магистральных газопроводов. В перспективе условиями реализации оптимистического варианта будут выступать: 1) устойчивый рост российской и

мировой экономики, 2) прогресс в технологиях трубопроводного транспорта газа, сжижения газа, транспортировки СПГ, регазификации, 3) дальнейшее развитие геологоразведочных работ, включая региональные работы в традиционных и новых районах.

При благоприятных в целом перспективах развития газовой промышленности Сибири необходимо решать широкий круг проблем и вытекающих из них программ, требующих новых технологических решений. Приведем важнейшие из них.

Программа ввода в разработку новых месторождений и залежей в Западной Сибири. Начало разработки Заполярного месторождения – несомненный успех ОАО «Газпром». Однако этот успех будет сиюминутным, если не будет подкреплен постоянным вводом в разработку новых месторождений и залежей. Уже к 2005 г., по нашим оценкам необходимо ввести в разработку сеноманскую залежь Песцовой площади Уренгойского месторождения и нижнемеловые залежи Северо-Уренгойского месторождения. Даже при этом условии к 2010 г. на Большом Уренгое, Медвежьем и Ямбургском месторождениях добыча, по нашим оценкам, снизится еще на 140 млрд м³ в год и достигнет 270 млрд м³. Падение добычи на этих месторождениях будет продолжаться и в более далекой перспективе. Для того, чтобы удержать и тем более наращивать добычу газа в ЯНАО нужно непрерывно вводить в разработку новые месторождения, в первую очередь на полуострове Ямал, в Надым-Пур-Тазовском междуречье, Обской губе.

Программа комплексного освоения месторождений полуострова Ямал. Анализ ресурсной базы и добывных возможностей месторождений природного газа в России показывает, что полуостров Ямал и прилегающая акватория будут выступать главной сырьевой базой газовой промышленности страны на долгосрочную перспективу. За пределами 2007–2010 гг. обеспечить добычу газа на необходимом уровне без ввода в разработку месторождений полуострова Ямал, а затем и Обской и Тазовской губ невозможно. Расчеты ИГНГ СО РАН показывают, что добыча газа на полуострове Ямал при наличии инвестиций может быть уже к 2010–2012 гг. доведена до 58–60 млрд м³, к 2020 г. – до 215–225 млрд м³, к 2030 г. – до 360–380 млрд м³. Наряду с добычей газа на полуострове будет добываться значительное количество жидких углеводородов – добыча нефти и конденсата может составить к 2010 г. – 3–3,5 млн т, к 2020 г. – 12–14 млн т, к 2030 г. – 15–17 млн т.

Необходимо опережающее развитие транспортной и перерабатывающей инфраструктуры: строительство магистральных трубопроводов, заводов по переработке и сжижению газа, терминалов по отгрузке СПГ, нефти и конденсата с береговыми и выносными технологическими комплексами, расширение ледокольного флота, строительство танкеров ледового класса, в том числе, метановозов, формирование опорной сети авто- и железных дорог (в том числе, завершение строительства железной дороги «Лабитнанги – Бованенково – Харасавэй»), создание объектов энергетики.

Необходим первоочередной ввод в разработку (после 2005 г.) в аптсеноманских залежах Бованенковского и Харасавэйского месторождений, с последующим подключением Крузенштерновского месторождения, вводом залежей неокома и юры Бованенковского и Харасавэйского месторождений, вводом в разработку Тамбейской группы месторождений. После 2020 г. рост добычи газа будет обеспечен за счет ввода в разработку целого ряда более мелких месторож-

дений (Тасийское, Малыгинское, Новопортовское, Арктическое и др.), которые могли бы разрабатываться независимыми производителями газа. Согласно прогнозу ИГНГ СО РАН в случае проведения соответствующих объемов ГРП на полуострове Ямал будет открыт ряд новых месторождений со значительными запасами, ввод в разработку которых позволит обеспечить поддержание и увеличение добычи газа за пределами 2025 г.

Важные условия достижения намеченных уровней добычи газа – значительное повышение стоимости газа в структуре внутрироссийских относительных цен, сближение уровня внутренних цен на газ с ценами на европейских рынках, совершенствование системы недропользования, решение проблемы доступа независимых производителей, в том числе вертикально-интегрированных нефтяных компаний, к системе магистральных газопроводов. Учитывая огромную значимость комплексного освоения месторождений Ямала для экономики и энергетики России, целесообразно разработать и принять на государственном уровне специальный режим налогообложения, дающий возможность в случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры оперативного снижения налогового бремени по конкретным налоговым позициям, особенно на начальной стадии реализации проекта.

Программа освоения ресурсов конденсатного газа в ачимовском комплексе ЯНАО. В перспективе по мере исчерпания сухого, чисто метанового сеноманского газа в Западной Сибири новым важным геологическим объектом разработки станут нижнемеловые отложения так называемого ачимовского комплекса. Оценки показывают, что только в полосе шириной 40–50 км к востоку от Уренгойского месторождения и длиной в несколько сот километров сосредоточено несколько триллионов кубометров жирного конденсатного газа. Есть перспективы выявления еще нескольких таких зон. Преимущество этой зоны состоит в том, что при ее освоении можно использовать уже имеющуюся инфраструктуру. Необходимо продолжить изучение этой зоны, отработать методику разработки таких залежей и создать инфраструктуру для переработки и транспорта конденсата, этана и пропан-бутановой фракции. Эти продукты являются ценнейшим сырьем для развития газохимии. Необходимо уже сейчас решить, где целесообразно осуществлять переработку этих продуктов.

Программа освоения низконапорного газа в сеномане ЯНАО. По мере исчерпания запасов газа в сеноманских залежах в Западной Сибири давление газа будет снижаться, а энергия пласта уменьшаться. В залежах останется так называемый низконапорный газ. Проблема эта не новая, но мировая практика еще не имела опыта утилизации таких огромных количеств низконапорного газа, с которым Россия столкнется в Ямало-Ненецком автономном округе. Дальний транспорт такого газа может оказаться неэффективным. Необходимо усилить работы по решению проблемы утилизации огромных в перспективе запасов низконапорного газа.

Анализ мирового и отечественного опыта показывает, что основные опробованные направления использования низконапорного газа: 1) компримирование на близкие и средние расстояния и распределение через сети низкого давления в условиях приближенности районов добычи к центрам потребления; 2) дообустройство месторождений, формирование пунктов сбора и компримирование до трубопроводных систем высокого давления; 3) в качестве буферного газа при переводе месторождения в режим ПХГ либо месторождения – регулятора; 4) в ка-

честве сырья для газопереработки в районе промысла и производства СПГ, моторных топлив; 5) в качестве сырья для газохимии в районе промысла, производства метанола и др.; 6) в качестве энергоносителя для местной и региональной энергетики с созданием генерирующих мощностей в районе промысла либо на незначительном удалении от него.

Низконапорный газ Медвежьего месторождения будет выступать в качестве основного сырья и энергоносителя для газопереработки, газохимии, местной и региональной энергетики. Стратегическое направление использования низконапорного газа Новоуренгойского и Ямбургского месторождений – организация его поставок на Новоуренгойскую ГРЭС, которую необходимо достроить в ближайшие годы. Проблема требует тщательного научного и инженерно-технического изучения. Принимать решения об оптимальных путях использования низконапорного газа нужно заблаговременно.

Программа ввода в разработку месторождений и залежей конденсатного газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). Формирование новых центров по добыче газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) также столкнется с рядом проблем. Отметим одну из них. Восточносибирский газ точно также, как и меловой газ Западной Сибири содержит этан, пропан-бутановую фракцию и конденсат. Значит с необходимостью развивать газопереработку и формировать газохимию Россия столкнется и в Восточной Сибири. Эти проблемы также требуют заблаговременного изучения и решения.

Однако в Восточной Сибири эта проблема значительно сложнее. Дело в том, что восточносибирские газы содержат в уникальных промышленных концентрациях гелий. Гелий широко используется развитыми странами во многих высокоэффективных и энергосберегающих технологиях. Сегодня основным поставщиком гелия на мировой рынок являются США, а также Алжир и Россия. В России гелий выделяют из газа Оренбургского месторождения, который содержит его в концентрации 0,05%. В восточносибирских месторождениях концентрация гелия достигает 0,4–0,6%. Запасы гелия в Восточной Сибири сопоставимы или даже превосходят американские. В перспективе Россия, несомненно, может стать главным поставщиком гелия на мировой рынок. Необходимо решить вопрос о создании в Восточной Сибири гелиевой промышленности и запретить разрабатывать месторождения без выделения и утилизации гелия. Возникает самый сложный комплекс проблем, которые необходимо решать.

Программа реконструкция и развития системы транспорта. Резкое расширение и улучшение географии размещения центров газовой промышленности, рост добычи газа в стране потребуют коренной реконструкции действующей и развития систем трубопроводного транспорта газа. Это касается как районов Западной Сибири, так и, особенно, районов Восточной Сибири и Дальнего Востока. При проектировании систем транспорта газа на востоке России необходимо с самого начала наряду с созданием трубопроводов на Китай предусмотреть строительство газопроводов к Охотскому и Японскому морям (Находка). Это обеспечит стабильность в поставках газа на АТР.

Необходимо выбрать центры строительства заводов по сжижению газов и выделению гелия и увязать с ними формы и системы транспорта газа. Необходимо изучить целесообразность внедрения технологии GTL для транспортировки продуктов переработки газа в сжиженном виде. При транспортировке сжиженного

газа целесообразно использовать Байкало-Амурскую и Транссибирскую железнодорожные магистрали.

Из северных районов Западной Сибири (Харасавэй, Ямбург, Дудинка) необходимо организовать транспорт конденсата и сжиженного газа Северным морским путем и развивать танкерный флот.

Программа научного и технологического обеспечения газовой промышленности. В отечественной науке создан и реализован на практике на месторождениях, эксплуатируемых ОАО «Газпром» уникальный комплекс технических средств, технологических и организационных систем, долгое время обеспечивающий надежность и эффективность процесса газодобычи и газоснабжения.

В современных условиях решение вопросов оптимизации развития газовой промышленности требует постоянного, построенного на конкурентной основе научного обеспечения. В этом научном обеспечении должны быть как фундаментальная, так и прикладная компоненты. Научные проработки с учетом производственного опыта должны обеспечивать стратегические и технологические решения, их экономическую оптимизацию на много лет вперед. Учитывая все лучшее, что есть в мире, газовый комплекс должен в основном ориентироваться на отечественную науку. Уровень разработок Российской академии наук, ОАО «Газпром», отраслевых институтов, ведущих вузов, накопленный уникальных практический опыт смогут обеспечить решение проблем газового комплекса.

Угольная промышленность

Сибирь играет решающую роль в обеспечении России углем. Свыше 80% российских запасов угля сосредоточено именно в Сибири, и сегодня уже почти 80% добываемого в стране угля приходится на сибирские регионы. Из общего числа планируемых к вводу в эксплуатацию угольных объектов предприятия с открытой добычей угля составляют около 75%. На угольных разрезах к 2010 г. в России будет добываться до 65% угля. Главные угольные разрезы располагаются в Кузбассе, Красноярском крае, Якутии.

Прогнозирование развития угледобычи в Сибири на период до 2020 г. проводилось с использованием двух методологических подходов. Первый подход заключался в определении расчетным путем объемов добычи угля, потребных для удовлетворения нужд экономики при ее развитии в соответствии с темпами, заложенными в Энергетическую стратегию России и в президентское послание 2003 г. Второй подход базировался на анализе производственных возможностей угледобывающих регионов Сибири.

Обобщая прогнозные оценки по добыче угля в Сибири в период до 2020 г., можно свести эти оценки к двум вариантам прогноза.

Первый – «оптимистический», осуществляющийся в случае реализации всего имеющегося производственного потенциала угольной отрасли, и характеризующийся наличием благоприятной для угля конъюнктуры на внутреннем энергетическом рынке. При подобном варианте развития можно прогнозировать добычу в Сибири к 2010 г. – 290–320 млн т, а к 2020 г. – до 510 млн т угля.

Второй вариант прогноза – «умеренный», отражающий ситуацию, соответствующую параметрам развития угольной отрасли, заложенным в официальные правительственные документы. Согласно этому варианту развития, следует про-

гнозировать добычу угля в Сибири в таких объемах: к 2010 г. – 260–280 млн т, а к 2020 г. – 320–370 млн т угля в год.

Прогнозы добычи угля по основным угледобывающим регионам Сибири:

	2010 г. (в млн т/год)	2020 г. (в млн т/год)
Кузбасс	145–165	170–200
Красноярский край	65–80	130–225
Иркутская область	20–24	21–25
Республика Саха (Якутия)	12–17	21–31
Читинская область	11–13	12–14

Согласно прогнозам, в рассматриваемый период следует ожидать постепенного изменения – в пользу угольного топлива – соотношения внутренних цен на природный газ и на уголь. Так, к 2020 г. величина соотношения цен «газ – уголь» будет составлять 1,4–2,0 (для сравнения: нынешнее значение этого соотношения равно 0,62).

Соответственно, нужно рассчитывать на постепенное улучшение рыночной конъюнктуры для угольного топлива (и ухудшения позиций природного газа) на внутреннем рынке энергоносителей.

Литература

1. Analises on Natural Gas Market, Resource, and Pipeline in Northeast Asia – Strategy of Natural Gas Trunkline Development NAGPF, Asian Pipeline Research Society of Japan, Tokyo, 2004. / A.E.Kontorovich, L.M.Burshtein, A.G.Korzhubaev, V.R.Livshits, S.A.Moiseev, A.F.Safronov, V.A.Topeshko, I.V.Yolkina. 133 с.

2. Стратегии макрорегионов России: методологические подходы, приоритеты и пути реализации. Глава 3. Стратегия социально-экономического развития Сибири. Москва: Наука, 2004. Отв. ред. Гранберг А.Г. / Добрецов Н.Л., Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Кулешов В.В. Селиверстов В.Е., Сулов В.И. С. 305–415.

3. A.F. Safronov, M.D. Bulgakova, and V.V. Gaiduk. Genetictypes of carbonate rocks of the osa horizon, the major oil reservoir of the large Talakan deposit (Western Yakutia) // Russian Geology and Geophysics, 2004, Vol. 45, №1, С. 130–136.

4. Газопроводная сеть Востока России / Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Ларионов В.П., Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Платонов Л.А., Попов С. И., Калмычек А.Н. // Нефтегазовая вертикаль. 2004. №18. С. 22–28.

5. Генплан для Востока России / Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Калмычек А.Н., Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Платонов Л.А., Попов С. И., Ларионов В.П. // Нефтегазовая вертикаль. 2004. №7. С. 14–21.

6. Конторович А.Э., Ёлкина И.В., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р., Эдер Л.В. Газ Востока России // Нефтегазовая вертикаль. 2004. №5. С. 18–31.

7. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Сафронов А.Ф. А путь и далек, и долог? // Нефтегазовая вертикаль. 2004. №18. С. 5–13.

8. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Курчиков А.Р. На переломе. Стратегия развития нефтяной промышленности России в первые десятилетия XXI в. Нефть России. 2004. №4, 5. С. 3–21. С. 33–56.

9. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Сафронов А.Ф. Лишних труб не будет. О создании единой системы транспортировки углеводородов на востоке России // Нефть и Капитал, 2004. №6. С. 33–39.

10. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Горная рента в нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы. 2004. №3. С. 28–45.

11. *Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.* Рынок нефти Азиатско-Тихоокеанского региона: вторая половина XX вв. – первые десятилетия XXI вв. // Нефтяное хозяйство, 2004. №5. С. 75–85.

12. *Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.* Рынок нефти: США и Россия // Нефтегазовая вертикаль. 2004. №15. – С. 31–37.

13. *Коржубаев А.Г.* «Всемирная» нефть и «локальный» уголь. Современные тенденции развития глобальной системы энергообеспечения // Нефть России. 2004. №2. С. 4–25.

14. *Коржубаев А.Г.* Особенности нефтяной ренты в России // ЭКО, 2004, №10. С. 18–27.

15. *Коржубаев А.Г.* Состояние и перспективы глобального энергообеспечения // ЭКО, 2004, №4. С. 21–37.

16. *Оглы А., Ларионов В., Сафронов А.* Задача со многими неизвестными // Нефть России, №12, 2004, С. 33–41.

О ТЕНДЕНЦИЯХ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

А.М. Хитров, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа РАН
AHitrov@ipng.ru

Прогноз долгосрочного развития нефтегазового комплекса России, учитывающий социально-экономические, ресурсные, технологические и экономические факторы, необходимые темпы подготовки запасов углеводородного сырья и уровни его добычи, тесно связан с вопросами национальной минерально-сырьевой безопасности.

Вопросы национальной минерально-сырьевой безопасности рассмотрены ранее в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» и в работе А.И. Кривцова, Б.И. Беневоляского, В.М. Минакова «Национальная минерально-сырьевая безопасность», опубликованной ЦНИГРИ в 2000 году.

Под национальной безопасностью России понимается безопасность ее многонационального народа как носителя суверенитета и единственного источника власти в Российской Федерации – так определяется это понятие в Указе Президента России «О концепции национальной безопасности Российской Федерации» в редакции от 10 января 2000 года.

Реализация национальных интересов России возможна только на основе устойчивого развития экономики, поэтому обеспечение экономической безопасности входит в состав важнейших функций государства. Конкретное содержание этой проблемы изменяется в зависимости от сложившихся в данный период внутренних и внешних условий.

Для понимания сущности экономической безопасности важно установить ее связь с понятиями «развитие» и «устойчивость».

Развитие – один из компонентов экономической безопасности страны. Если экономика не развивается, то у нее резко сокращается возможность выживания, сопротивляемость и приспособляемость к внутренним и внешним угрозам.

Устойчивость экономики отражает прочность и надежность ее элементов, горизонтальных и других связей внутри системы, способность выдерживать внутренние и внешние нагрузки.

В.В. Путин (1999 г.), оценивая значение минерально-сырьевых ресурсов в стратегии развития российской экономики, отмечал, что устойчивое ее развитие в ближайшие годы должно базироваться на планомерном росте ее составляющих и, прежде всего, за счет минерально-ресурсного потенциала. При этом подразумевается гарантированное обеспечение экономической безопасности страны путем создания надежной минерально-сырьевой базы для удовлетворения текущих потребностей экономики России и потребностей в будущем с учетом экологических, социальных, демографических, оборонных и других факторов.

Сущность экономической безопасности можно определить как состояние экономики и институтов власти, при котором обеспечивается гарантированная защита национальных интересов, социальная направленность политики и достаточный оборонный потенциал даже при неблагоприятных условиях развития внутренних и внешних процессов.

Сущность экономической безопасности реализуется в системе критериев и показателей. Критерий экономической безопасности – оценка состояния экономики с точки зрения важнейших процессов, отражающих сущность экономической безопасности. Критериальная оценка безопасности включает в себя оценки: ресурсного потенциала и возможностей его развития; условия эффективного использования ресурсов, капитала и труда, а также уровня, при котором угрозы внутреннего и внешнего характера сводятся к минимуму.

Для экономической безопасности важное значение имеют не только сами показатели, сколько их пороговые значения. Пороговые значения – это предельные величины, несоблюдение которых препятствует нормальному ходу развития различных элементов воспроизводства, приводит к формированию негативных, разрушительных тенденций в области экономической безопасности. Наивысшая степень безопасности достигается при условии, что весь комплекс показателей находится в пределах допустимых границ своих пороговых значений, а пороговые значения одного показателя достигаются не в ущерб другим.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 года определяет энергетическую безопасность как «Энергетическая безопасность – это состояние защищенности страны, ее граждан, общества, государства, экономики от угроз надежным энергообеспечением. Эти угрозы определяются как внешними (геополитическими, макроэкономическими, конъюнктурными) факторами, так и собственно состоянием и функционированием энергетического сектора страны».

Мы полагаем, что безопасность многонационального народа – это безусловное обеспечение его устойчивого развития на длительную перспективу, на период жизни как минимум 3–5 поколений, при этом численность народа должна расти, или, по крайней мере, не сокращаться. В современном мире сокращение численности или даже сохранение численности народа должно рассматриваться как серьезнейшая угроза самому его существованию, угроза потери суверенитета (полностью или частично) в рамках государственных границ.

По оценке Вишневого А.Г. (руководитель Центра демографии и экологии человека Института народнохозяйственного прогнозирования РАН, январь 2005 г.), демографическая ситуация – это одно из главных узких мест и один из главных источников опасности, с которыми уже сейчас сталкивается Россия и будет сталкиваться на протяжении всего двадцать первого века. При этом трудно сказать, какой из компонентов демографической ситуации более важный источ-

ник опасности – наша ли внутренняя ситуация или глобальная ситуация, которая тоже очень сложна.

Внутренняя демографическая ситуация России крайне неблагоприятна. В ближайшие годы она может еще более ухудшиться. Наиболее очевидный компонент в этой неблагоприятной ситуации – это высокая смертность. Положение со смертностью в России ухудшается уже сорок лет. И сейчас продолжительность жизни мужчины – жителя России на 15 лет меньше продолжительности жизни американца.

Не лучше обстоит дело и с ситуацией с рождаемостью. Основной период снижения рождаемости в России пришелся на 30–50-е годы. Рождаемость в России опустилась ниже того уровня, который обеспечивает простое замещение поколений. Хотя население продолжало расти в силу некоторых инерционных особенностей и возрастной структуры, но ни одно послевоенное поколение россиян не обеспечило своей прямой замены.

Прогнозы А.Г. Вишневого показывают, что к середине двадцать первого века население России может сократиться примерно на одну треть, примерно до 100 миллионов человек.

Эта оценка очень тревожна и это означает, что государство должно предпринимать соответствующие меры для стабилизации демографической ситуации. Одно из направлений решения этого сложнейшего вопроса находится в сфере миграционной проблематики, другое – в сфере энергетики.

Очевидно, что поддержание и рост численности населения требует достижения уровня и качества жизни каждого жителя России, сопоставимого с уровнем и качеством жизни в развитых странах (США, Канада, Норвегия, Япония, Франция, Германия).

Это, в свою очередь, требует достижения уровня энергопотребления на душу населения, равного уровню энергопотребления в этих развитых странах, (с поправками на то, что климат в России более холодный и суровый, а транспортные коммуникации значительно, в 2–10 раз и более растянуты).

Поэтому, потребление энергии на душу населения в России должно быть больше, чем в Норвегии и Канаде – наиболее близких к нам по климатическим условиям развитых странах.

Сегодня же Россия резко отстает от уровня энергопотребления этих развитых северных стран, и тем более – от США.

Масштаб отставания России в энергопотреблении рассмотрен (рис. 1) в работах научных коллективов под руководством академика А.Э. Конторовича (1999г.) и А.И. Кривцова (2000 г.).

Эти работы были использованы при подготовке «Энергетической стратегии России на период до 2020 года».

Мы полагаем, что с точки зрения обеспечения энергетической безопасности России в 21 веке должен рассматриваться период, как минимум, до 2050 года, т.к. срок начала региональных геологоразведочных работ до открытия месторождений и завершения разработки ископаемых энергоносителей более 50 лет.

В.В. Путиным поставлена задача увеличения ВВП к 2010 году в 2 раза. Исходя из расчетов А.Э. Конторовича и А.И. Кривцова, это означает, что могут быть обозначены 2 крайних сценария:

- а) либо Россия должна обеспечить к 2010 году (рис. 1а) потребление энергии на душу населения в 12 тут/год (сегодня – 6,3 тут/чел.);
- б) либо этот рост ВВП должен быть обеспечен только за счет энергосбережения.

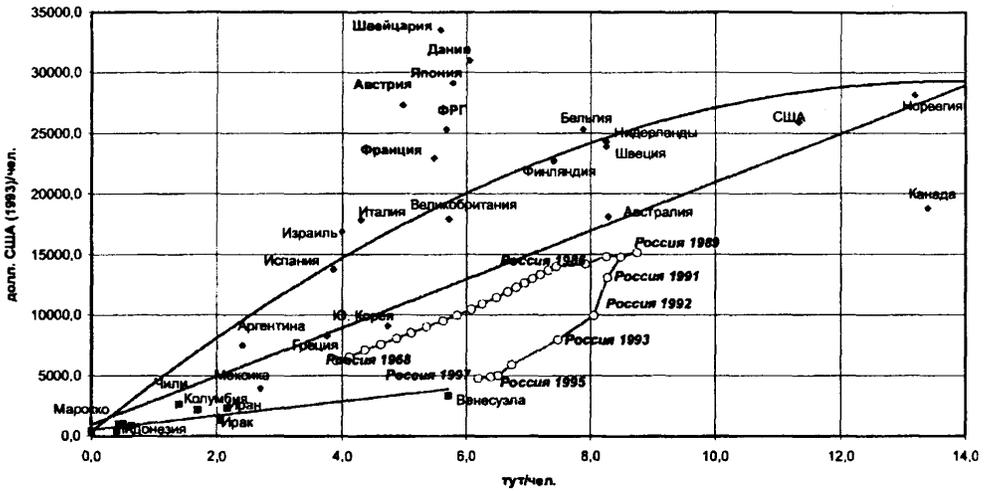


Рис. 1. Эволюция ВВП на душу населения, долл. США (1993)/чел. и потребления энергетических ресурсов, тут/чел. в России в 1968–1997 гг. на фоне мировых тенденций (петля гистерезиса российской экономики) (по материалам А.Э. Конторовича)

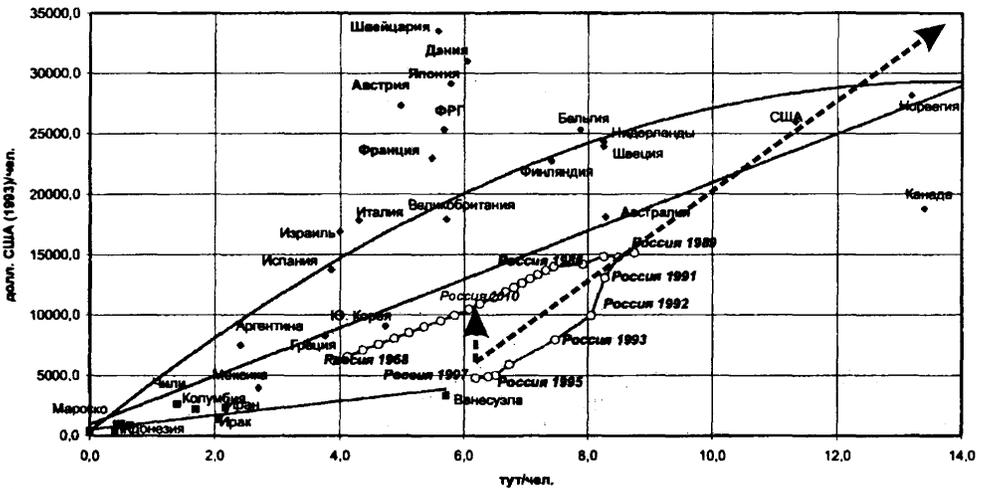


Рис. 1а. Возможные сценарии роста потребления энергоресурсов в России к 2025–2050(?) годам

В реальности должен быть реализован промежуточный сценарий.

Если стоит задача достижения к 2025 году уровня энергопотребления, который обеспечит уровень и качество жизни в России как в высокоразвитой северной стране, то в 2025 году приведенный ВВП должен составлять 34 тыс. \$/чел.год. при уровне потребления энергии в 15 тут/чел.год.

Таким образом, при численности населения порядка 150 млн чел. энергопотребление в России в 2025 году должно составить 2250 тут в год (США потребляют уже сегодня порядка 2300 млн тут в год).

Сегодня Россия производит около 1500 млн тунт, потребляет около 950 млн тунт, около 450 млн тунт экспортирует.

Величина необходимого уровня потребления энергии в 2250 млн тунт почти в 2 раза превышает «оптимистический» вариант потребления, предусмотренный Энергетической стратегией России на период до 2020 года (1270 млн тунт в 2020 году). Следовательно, при сохранении структуры внутреннего потребления энергоресурсов (пропорции между нефтью, газом, углем, гидроэлектроэнергией и ядерным топливом) потребление каждого вида энергии должно возрасти в 2 раза.

Это влечет за собой увеличение добычи всех видов энергоносителей в 2,5–3 раза (нужно сохранить еще и экспорт).

Зарубежные источники указывают не на необходимость роста добычи и потребления энергоносителей в России, а на возможность снижения добычи, например нефти, к 2050 году почти до нуля (исходя из оценок текущих разведанных запасов) (рис. 2).

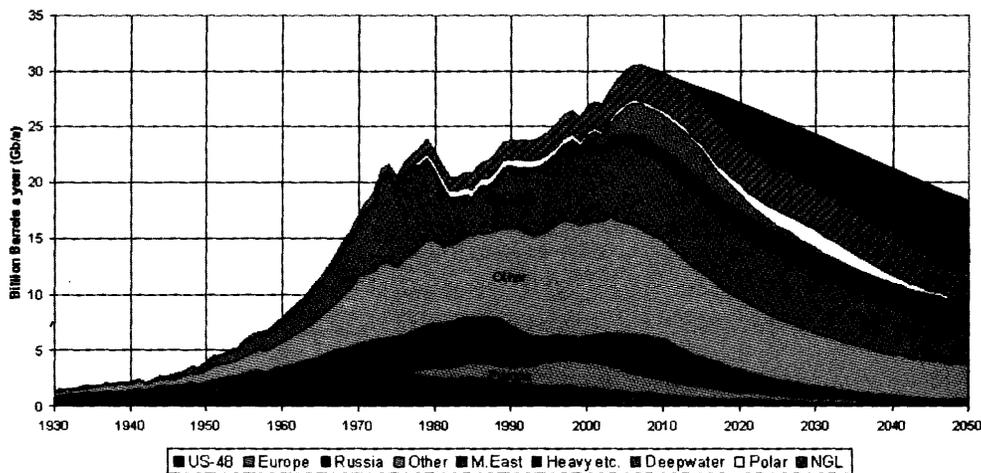


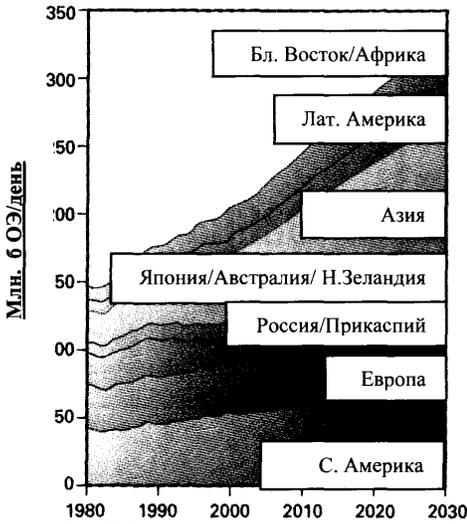
Рис. 2. Прогноз добычи нефти и газоконденсата до 2050 года по данным ASPO (The Association for the Study of Peak Oil and Gas) (Россия дополнительно – по расчетам авторов)

Большинство зарубежных источников указывает на быстрорастущий спрос на энергетические ресурсы в мире в 21 веке (рис. 3). Эти же источники указывают на все уменьшающуюся роль России в энергетической сфере, снижение добычи нефти и газа.

Сегодня МПР России ставит задачу достижения уровня прироста запасов нефти в 440 млн т в год в период 2015–2020 гг (рис. 4), при суммарных расходах на ГРП (средства бюджета + средства компаний) порядка 500 млн \$ в год (только на нефть и газ).

Следовательно, задача достижения потребления 15 тунт/чел.год не ставится. Предполагается, по сути, либо сохранение статус-кво в энергопотреблении, при численности населения 150 млн чел., либо рост энергопотребления, но за счет уменьшения численности населения.

ПО РЕГИОНАМ



ПО ВИДАМ ЭНЕРГИИ

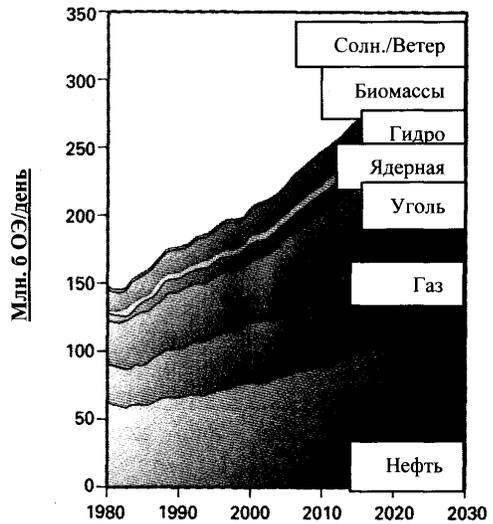


Рис. 3. Спрос на энергоресурсы (по данным Exxon Mobil Corp., 2005)

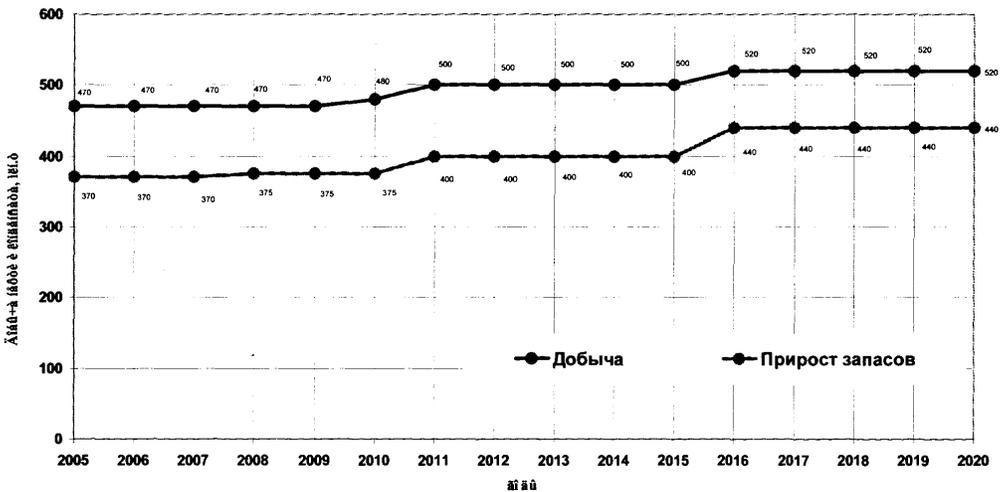


Рис. 4. Добыча и подготовка запасов нефти с конденсатом до 2020 года (по материалам МПР России, 2005 год)

Между тем, потенциальные ресурсы нефти в России составляют по «Энергетической стратегии России на период до 2020» года 44 млрд т, газа – 127 трлн м³. Эти показатели свидетельствуют о том, что ресурсная база России позволяет достигнуть необходимые уровни добычи нефти и газа к 2020 г. Для этого нужно вести работы по подготовке запасов нефти и газа в необходимых объемах, а именно:

– для подготовки запасов нефти 1,2 млрд т в год (инвестиции порядка 2–4 млрд \$ в год),

– для подготовки запасов газа ~1 трлн м³ (инвестиции порядка 2 млрд \$ в год).

Итого, для достижения уровней добычи нефти и газа, обеспечивающих необходимый паритет с развитыми странами в области уровня и качества жизни российского народа в первой половине 21 века, необходимо порядка 4–6 млрд \$ вложений в геологоразведку на нефть и газ ежегодно в течение 15 лет до 2020 года. Тогда достигим уровень энергопотребления 15 тунт/чел. год, что является необходимым условием устойчивого развития страны.

Достижимы ли, реальны ли столь высокие уровни подготовки запасов нефти и газа в России? Да – ответ однозначный. В 1986 году достигались и более высокие уровни – порядка 1600 млн т нефти и 2,7 трлн м³ газа.

Однако, для этого надо сменить саму систему подготовки запасов, возможно заменив существующую схему лицензирования недр на другую (или вообще на что-то другое), или радикально изменив сам ФЗ «О недрах». В действующей сегодня нормативно-правовой среде темпы подготовки запасов нефти либо останутся на уровне 250 млн т в год, либо снизятся еще более.

Необходимые ежегодные затраты на нефтегазовую геологоразведку в 4–6 млрд \$ составляют около 1% от ВВП (в 2004 г. ВВП – 599 млрд \$).

Стабилизационный фонд России составляет 80 млрд \$, на руках у населения находится около 80 млрд \$, без учета личных состояний крупных бизнесменов. Все эти средства могут быть в той или иной форме привлечены для решения задачи обеспечения энергетической безопасности (выпуск акций, облигаций внутреннего займа, современные формы привлечения инвестиций).

При прогнозировании тенденций долгосрочного развития нефтегазового комплекса России необходимо определить не только темпы подготовки сырья и его добычи, но и предусмотреть возможные пути его транспортировки до потребителя, как внутри страны, так и на экспорт.

Современный ресурсный потенциал недр, динамика добычи нефти и газа в России за последние десятилетия позволяют сделать вывод о том, что Россия и далее, как минимум в первой половине XXI века, будет оставаться в числе самых крупных производителей и экспортеров углеводородов в мире.

При этом сдерживающим фактором и одновременно возможным мощным источником роста экспорта нефти и газа является транспортная инфраструктура нефтегазовой отрасли. Соответственно, особую актуальность приобретают вопросы создания новых долговременных экспортных направлений, ориентированных на ресурсную базу (включая не только запасы промышленных категорий, но и потенциальные и перспективные ресурсы углеводородов вдоль трасс будущих трубопроводов).

В последнее время широко дискутировались два новых крупных проекта – северо-западный Сургут-Мурманск из Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) через Тимано-Печорскую НГП производительностью до 120 млн т нефти в год и восточный от месторождений Восточной Сибири и Республики Саха-Якутия до морских портов Дальнего Востока (из НГП Восточной Сибири через Дальний Восток) производительностью до 80 млн т в год.

Нам представляется заслуживающим внимания и иной вариант – северная трубопроводная система (СТС) Дудинка-Мурманск, проходящая вдоль трассы Сев-

морпути по территории Енисейско-Анабарской НГП, северу Западно-Сибирской и Тимано-Печорской НГП (рис. 5). Северные части этих провинций обладают весьма значительными разведанными запасами и, что еще важнее, огромными потенциальными и перспективными ресурсами углеводородов. Согласно нашей оценке, общий объем разведанных запасов и ресурсов, вовлекаемых в освоение при строительстве СТС, составляет по нефти – 10,6 млрд т, по газу 50 трлн м³ и по конденсату 3 млрд т. Этот огромный ресурсный потенциал можно освоить, если пропускная способность трубопроводов СТС составит до 100–120 млн т нефти; 100 млрд м³ газа и 30 млн т конденсата. При этом будет реализовано экономически эффективное технологическое решение – три трубопровода в одном коридоре, что невозможно в случае реализации других трубопроводных маршрутов.

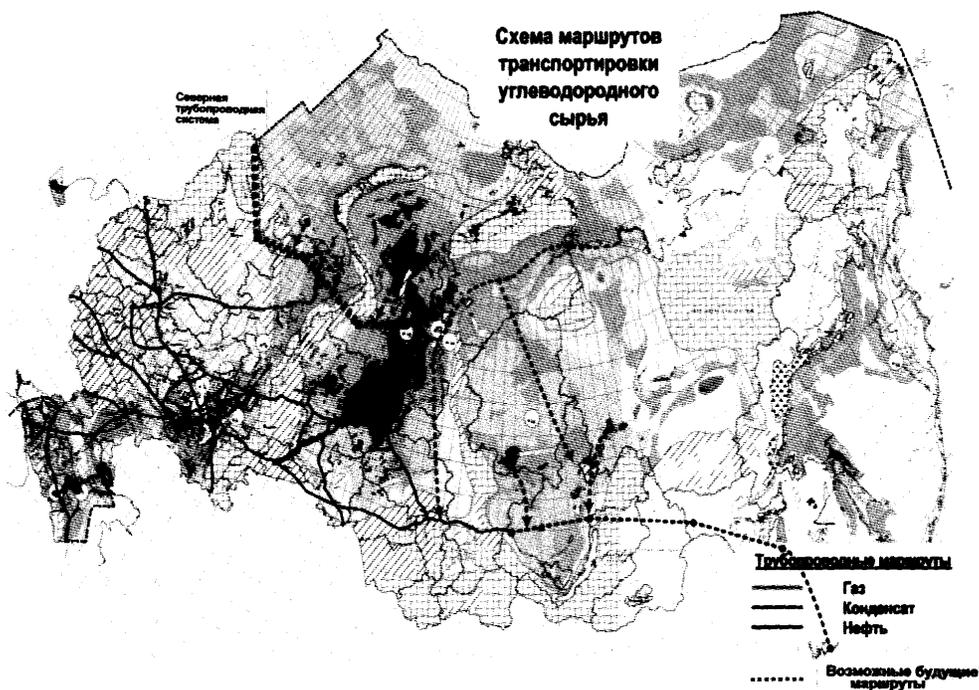


Рис. 5. Схема маршрутов транспортировки углеводородного сырья

СТС позволит гармонизировать интересы государства и нефтяных компаний, имеющих лицензии на поиск, разведку и разработку месторождений, тяготеющих к будущему Енисейскому газонефтяному узлу добычи (месторождения севера Красноярского края и Таймырского АО), Северо-Западно-Сибирскому газонефтяному узлу (месторождения Ямало-Ненецкого АО и прилегающего шельфа) и Северо-Европейскому нефтегазовому узлу добычи (месторождения Ненецкого АО и прилегающего шельфа).

При реализации проекта СТС повысится инвестиционная привлекательность перспективных земель Мезеньской синеклизы, где есть некоторая вероятность открытия новой нефтегазоносной провинции.

Этот маршрут предпочтителен также по соображениям скорейшего освоения прилегающих шельфовых месторождений упомянутых нефтегазоносных провинций, которые имеют серьезные ресурсные перспективы. При этом существенную экономическую выгоду можно получить, создавая общую инфраструктуру узлов нефтедобычи для суши и моря, особенно в так называемых транзитных зонах, достижимых бурением с берега, что, безусловно, важно для инвесторов.

Реализация СТС сделает более защищенными от экологических катастроф северные акватории страны, поскольку риски, связанные с транспортировкой углеводородов танкерами по Севморпути, несоизмеримо выше, чем риски прокачки нефти, газа и конденсата по СТС до терминалов незамерзающего порта в Мурманске. В районе Мурманска в этом случае нужен завод по производству сжиженного природного газа.

Кроме того, такое решение высвободило бы ресурсы недр юго-восточной части Западно-Сибирской НГП (восток Ханты-Мансийского автономного округа, Томской и Новосибирской областей) для использования в восточном трубопроводном проекте, для которого нефтяного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока может оказаться недостаточно. При этом уже освоенные районы Западной Сибири обеспечили бы на более длительную перспективу существующие европейские трубопроводные маршруты.

Прогноз долгосрочного развития нефтегазового комплекса России показывает, что Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция останется главной базой добычи УВ страны на весь рассматриваемый в «Энергетической стратегии...» период. Ее главенствующая роль в национальной добыче УВ сохранится еще не на одно десятилетие.

По нашим расчетам, представленным на графике (рис. 6), добыча нефти на месторождениях Западной Сибири будет расти до 2020 года и составит 325 млн т только за счет разведанных запасов.

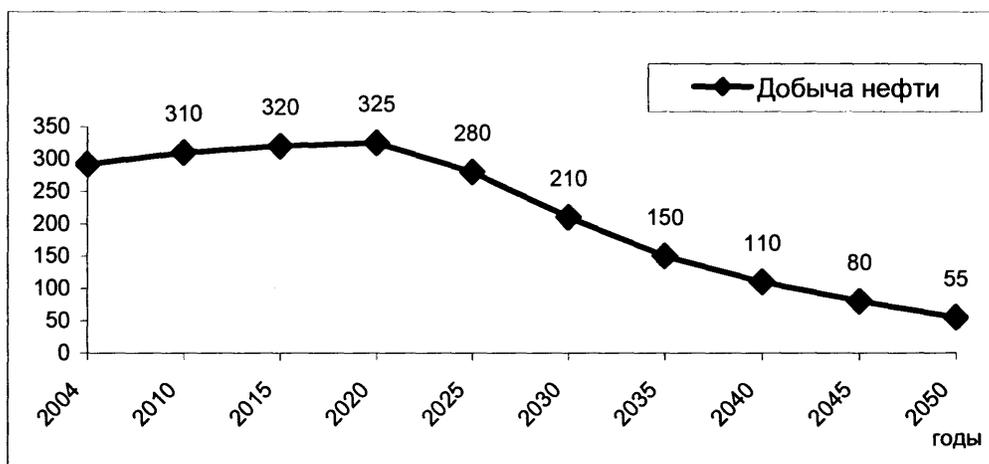


Рис. 6. Добыча нефти по месторождениям Западно-Сибирской НГП на период до 2050 г., млн т

Для дальнейшего поддержания уровней добычи необходимо воспроизводство запасов на уровне не менее 400 млн т в год. Эта задача может быть решена только за счет перевода в запасы промышленных категорий имеющихся ресурсов категорий $D_{1л}$ и C_3 . Для этого необходимо проведение следующих мероприятий:

активизация геологоразведочных работ и расширенное воспроизводство ресурсной базы;

вовлечение в разработку новых месторождений газа и нефти;

комплексное использование ресурсов недр;

развитие инфраструктуры транспорта углеводородов.

Следует учитывать также огромный потенциал будущего Западной Сибири - ресурсы категорий D_1 и D_0 .

Таким образом, уникальный ресурсно-производственный потенциал Западной Сибири, безусловно, позволяет на длительную перспективу рассматривать его в качестве главной нефтегазодобывающей базы страны, не имеющей реальной альтернативы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также и на континентальном шельфе.

СТРАТЕГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА РОССИИ КАК ФАКТОРА ЕЕ ГЕОПОЛИТИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ МИРА

А.Н. Дмитриевский, С.Г. Серебряков

Институт проблем нефти и газа РАН
A.Dmitrievsky@ipng.ru

Россия расположена на 13% территории Земли, где проживает менее 3% населения мира, и сосредоточено свыше 34% природного газа (первое место в мире) и около 13% мировых разведанных запасов нефти. Она занимает первое место по добыче (589 млрд m^3 в 2004 г.) и международной торговле природным газом. Среднегодовой экспорт газа из РФ сегодня достигает 146 млрд m^3 в страны дальнего зарубежья и 47 млрд. m^3 в страны СНГ, что в сумме составляет почти треть среднегодовой общероссийской добычи. Доля российского газа в газоснабжении большинства стран Западной и Центральной Европы составляет 24–33%, а Восточной Европы – свыше 70%. По оценкам ОАО «Газпром» и Минэнерго РФ, к 2010–2012 годам на экспорт будет направляться до 40–43% общероссийской добычи газа.

Традиционно Россия использовала в основном сетевой газ. Однако бурное развитие современных технологий снижает стоимость СПГ, что открывает широчайшие перспективы для освоения новых рынков газа. Сетевой российский газ можно в настоящее время поставлять в Европу, а в будущем в Китай и возможно в ряд азиатских стран. Между тем АТР в основном ориентирован на потребление СПГ, а американские компании активно прорабатывают возможность строительства в России заводов СПГ для поставки его в США. Организация производства СПГ и торговля им позволяет России выйти на рынки не только АТР, но и Северной и Южной Америки.

По объемам добычи нефти с конденсатом – 458,7 млн т в 2004 г (11,9% от мировой добычи) Россия находится на втором месте в мире после Саудовской Аравии (505,9 млн т). Экспорт российской нефти с конденсатом достиг в 2004 г. 256,6 млн т (55,9% от объема добычи), что составляет 13,8% от мирового экспорта.

Россия стала полноправным членом «восьмерки», занимает лидирующие позиции на мировых рынках нефти и газа и должна использовать свое положение великой энергетической державы для решения проблем развития мировой энергетики и достижения своих основных внешнеполитических целей.

США играют важную роль в разработке и реализации мировой энергетической политики и в обеспечении коллективной энергетической безопасности в рамках МЭА. Они обладают огромными финансовыми возможностями для инвестирования в российский ТЭК, существенным научно-технологическим потенциалом, которые России необходимо грамотно использовать.

США объявили страны Каспийского региона вблизи границ России зоной американских национальных интересов и поддерживают там высокую активностью американских ТНК, что представляет собой очевидную угрозу национальной безопасности и интересам России. Поэтому в отношениях с США в области энергетики должна проводиться, с одной стороны, политика сдерживания, предусматривающая не только наращивание экономического и военного потенциалов, но и объявление постсоветского пространства зоной своих энергетических интересов. С другой стороны, должен соблюдаться баланс интересов. В обмен на допуск американских компаний к разработке российских месторождений нефти и газа должны решаться вопросы, важные для России, включая ее доступ к новым американским технологиям и к зарубежным ресурсам нефти и газа.

Проводники энергетической политики США – ведущие транснациональные нефтегазовые компании, занимают определяющие позиции на мировых рынках энергоресурсов и оборудования и получают за рубежом мощную политическую и финансовую поддержку со стороны государства. Россия в настоящее время не может позволить себе такую поддержку отечественных компаний, но может создать для нее правовую базу, включающую определенные налоговые льготы.

Учитывая опыт координации стратегии деятельности американских ТНК с внешней энергетической политикой США, разрабатываемой госдепартаментом, было бы целесообразно привлечь российские нефтегазовые компании к участию совместно с Минпромэнерго и МИДом к разработке внешнеполитической стратегии России.

Для диверсификации источников энергии и стабилизации энергетического рынка США проявляют интерес к возможности замещения части арабской нефти российской, а также к поставкам СПГ из России для уменьшения своей зависимости от политически нестабильного региона Персидского залива. В 2004 году США импортировали 501,2 млн т нефти, в том числе из России лишь 7,2 млн т, что составляет 1,4% от всего объема импорта нефти. (12 место среди стран, импортирующих нефть в США) По итогам 2005 года экспорт российской нефти в США превысит, как ожидается, 20 млн т, а в ближайшие годы может достигнуть 50 млн т. Снизить стоимость доставки нефти из России в США до уровня ближневосточной нефти можно при реализации проекта строительства нефтепровода из Западной Сибири в Мурманск. Американские компании могут принять участие в освоении гигантского Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море и строительстве заводов СПГ для его транспортировки в США. По

оценкам Министерства Энергетики США темпы роста импорта СПГ до 2025 года составят около 13% в год и потребность в импорте достигнет 180 млрд м³.

Западноевропейский регион является крупнейшим рынком сбыта российских энергетических ресурсов и останется им в ближайшем будущем. В ЕС поступает 53% российского экспорта нефти и 62% российского экспорта природного газа, что составляет соответственно 16% от объемов нефти и 20% от объемов газа, потребляемых членами ЕС. По прогнозам представленным в Энергетической стратегии России на период до 2020 года российский экспорт нефти и газа в эту группу стран сможет составить в 2020 году соответственно 150–160 млн т и 160–165 млрд м³.

Задачами энергетической дипломатии в отношениях с Западной Европой является развитие сотрудничества в энергетической сфере на взаимовыгодных условиях, оказание содействия в привлечении западноевропейских инвестиций в российский ТЭК и формировании системы коллективной энергетической безопасности по линии Россия – ЕС. Решению этих задач способствует Энергетический диалог Россия-ЕС, целью которого является стратегическое партнерство России и ЕС в сфере энергетики и повышение энергетической безопасности ЕС.

Стремление ЕС начать Энергетический диалог с газоресурсными и транзитными странами СНГ для формирования газотранспортных коридоров в обход России, можно нейтрализовать, включив в повестку дня Энергодialogа Россия-ЕС вопросы создания единого рынка и газотранспортной системы в странах СНГ. Другим ответом на стратегию ЕС по диверсификации источников импортного газа и, в первую очередь, из России может стать российская стратегия последовательного увеличения экспорта природного газа и СПГ в Азиатско-Тихоокеанский регион и США. Крупномасштабные проекты, реализация которых улучшит энергоснабжение Западной Европы и укрепит ее энергетическую безопасность, было бы целесообразно включить в число приоритетных в отношениях России и ЕС, закрепив это соответствующим соглашением.

Для либерализации газового рынка ЕС принял Газовые Директивы, целью которых является снижение цен на газ. Они вводят свободный доступ компаний в существующую инфраструктуру газопроводов и требуют ограничения действия долгосрочных договоров на поставку газа. Директивы представляют угрозу экспорту в ЕС российского газа, поэтому необходимо серьезное изучение опыта работы в этих условиях ведущих зарубежных газовых компаний, которые гибко используют новые положения европейского законодательства, разделяют свои существующие структуры и даже усиливают свое присутствие на рынке, в том числе путем перемещения операций в соседние страны. ОАО «Газпром», по видимому, целесообразно начать ограниченные операции на возникающем европейском спотовом рынке для его изучения и поиска компромисса с контрактами на условиях «бери или плати».

Являясь вместе с Норвегией ведущими поставщиками газа в Европу, Газпрому полезно было бы проводить консультации, а также неофициально согласовывать свои позиции в отношении газовых рынков стран, где Россия сталкивается со своими конкурентами – норвежскими компаниями Statoil и Норск Гидро, которые в условиях газовой Директивы становятся его союзниками. Эти компании следует привлечь для участия в совместной разработке Штокмановского месторождения. Газпрому следует изучить опыт использования новых технологий

норвежскими компаниями, которые первоначально приобретали их у американских и европейских и поставили при этом такие условия, которые позволили Норвегии не только участвовать в их освоении и совершенствовании, но и создать на их базе свои уникальные технологии по освоению нефтегазовых ресурсов на шельфе. От привлечения иностранных энергетических компаний в Россию на условиях «ресурсы за инвестиции» пора переходить к формуле «ресурсы за инвестиции и содействие развитию», ставя, в частности, перед американскими компаниями вопросы содействия развитию новых технологий и формирования соответствующего высокотехнологичного сектора мирового рынка.

Являясь с одной стороны крупнейшим производителем и экспортером нефти, а с другой стороны – членом «большой восьмерки» Россия должна занимать взвешенную позицию по отношению к ОПЕК. Она присутствует на заседаниях ОПЕК лишь в качестве наблюдателя и не должна поэтому выполнять соответствующие решения этой картельной организации, что позволяет использовать высокие цены на нефть, для увеличения поступлений в бюджет и поддержки экономики страны. Являясь промышленно развитой страной, Россия не заинтересована в высоких ценах на нефть и в будущем при существенном росте ВВП сможет оказывать влияние на мировые цены на нефть.

Регулярные контакты стран производителей газа проводятся в настоящее время в виде ежегодных Форумов стран-экспортеров газа (ФСЭГ) на уровне министров энергетики. Их деятельность носит неформальный характер, однако по мере формирования мирового рынка природного газа и, в особенности рынка СПГ, для более действенной защиты своих интересов страны-производители могут принять решение о преобразовании ФСЭГ в картельную организацию стран-экспортеров газа с возможным названием ОГЕК (Organization of Gas Exporting Countries – газовая ОПЕК). Хотя по оценкам МЭА в ближайшем будущем это маловероятно, т.к. мировой рынок газа еще не сформировался, Россия не должна упускать шанс участия в организации этого рынка.

В соответствии с прогнозами МЭА энергетические рынки в **Азиатско-Тихоокеанском регионе** будут развиваться более быстрыми темпами, чем в других регионах мира, в том числе в Европе, поэтому их освоение имеет принципиальное значение для энергетической стратегии России. Разработка богатых углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока поможет преодолеть социально-экономическую отсталость целого ряда субъектов Российской Федерации, решить проблему их энергоснабжения, будет способствовать оздоровлению демографической ситуации. Экспортный прорыв в АТР, выгодный России сам по себе, будет служить дополнительным мощным рычагом для укрепления ее позиций на европейском рынке газа.

Китай является второй страной в мире по объему потребления нефти. В 2004 г. он составил 308,6 млн т, а импорт нефти – 168,4 млн т, в том числе из России (по железной дороге) 8 млн т нефти, в 2005 эти поставки должны вырасти до 10 млн т, а в 2006 – до 15 млн т.

Наиболее перспективным российско-китайским проектом в энергетике, имеющим стратегическое значение для обеих стран, является Ковыктинский, стоимостью около 35 млрд долл. Реализация этого проекта не только принесла бы России экономические выгоды, но и обеспечила бы долгосрочную военно-политическую и социально-экономическую стабильность в Восточной Азии.

Учитывая интерес КНР к диверсификации источников поставок газа и планы получения доступа к разработке нефтегазовых месторождений Казахстана и других среднеазиатских государств, а также реализации проектов сооружения трансконтинентальных трубопроводов из стран Средней Азии, было бы целесообразно заключить соглашения о стратегическом партнерстве ОАО «Газпром» с Китайской национальной нефтегазовой компанией (КННК) в Казахстане и других странах региона, а также рассмотреть возможность участия ОАО «Газпром» в реализации проектов с ЗАО «КазМунайГаз» и КННК по строительству газопровода в Китай с возможным подключением к нему российской ветки.

Для решения экономических, политических, организационных, технических проблем транзита газа целесообразно использовать положения Договора Энергетической Хартии и заключить межправительственные соглашения о транспорте газа между КНР, РФ, Монголией, Кореей, Японией и, возможно, создания консорциумов для транспорта российского газа в страны АТР по образцу Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

Доказанные запасы газа в ресурсных странах СНГ (Азербайджан, Казахстан, Туркмения и Узбекистан) в 2004 г. составляли около 5,6 млрд м³. Добыча нефти в 2004 году составила 79,9 млн т. По данным информационного энергетического агентства США добыча нефти в 2010 г. в зависимости от цен возрастет до 154–164 млн т, в 2015 г. до 219–244 млн т, в 2020 г. до 259–284 млн т, а в 2025 г. 299–349 млн т.

В отношениях с ресурсными странами важной задачей энергетической политики России является создание Евразийского газового альянса. Подписанные в последнее время долгосрочные контракты создали основу для получения до 100 млрд м³ природного газа в год из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана, что существенно снизило риски серьезных экономических потерь от самостоятельного «прорыва» центральноазиатского газа на рынки Европы.

Энергетическая политика России в отношении транзитных стран СНГ должна обеспечить бесперебойную транспортировку газа на приемлемых экономических и политических условиях, а для урегулирования задолженности стран СНГ России целесообразно продолжить практику заключения долгосрочных контрактов.

Высокая степень износа большинства магистральных газопроводов системы Средняя Азия-Центр (САЦ), построенных до распада СССР, требует больших инвестиций для проведения восстановительных работ и модернизации. Для этого необходимо заключить межправительственное соглашение между Туркменистаном, Узбекистаном, Казахстаном и Россией о восстановлении САЦ и создании международного (с возможным участием третьих стран) консорциума для его совместной эксплуатации, модернизации, управления и развития газотранспортной инфраструктуры в регионе. Контролируя вместе с ресурсными странами СНГ единую газопроводную инфраструктуру, Россия могла бы проводить согласованную ценовую и тарифную политику а в дальнейшем и сформировать газовый рынок СНГ.

Рынками сбыта казахского газа могут быть Россия, республики Закавказья и другие государства СНГ, а в дальнейшем допустимы его поставки казахского газа в государства Балтии, которые в соответствии с Газовой директивой ЕС могли бы рассматриваться как диверсификация источников газа. Возможны также поставки казахского газа на рынки Центральной и Западной Европы по краткосрочным контрактам, в дополнение к долгосрочным контрактам ОАО «Газпром».

Задачи энергетической политики России в отношении Туркменистана – противодействие сближению туркмено-азербайджанской позиции по разделу зоны Каспийского моря на национальные сектора, более активное участие российских нефтяных компаний и ОАО «Газпром» в разработке нефтяных и газовых месторождений на территории Туркменистана, участие ОАО «Газпром» совместно с туркменской и казахской сторонами в проекте строительства Прикаспийского газопровода, который будет способствовать снижению конкуренции между центрально-азиатскими странами при использовании системы САЦ для экспорта газа.

Энергетическая политика в отношении Азербайджана должна сдерживать реализацию проекта газопровода Баку-Тбилиси-Эрзерум, который может привести к конкуренции азербайджанского газа с российским на турецком газовом рынке, превратить Турцию в транзитную страну, которая может быть использована Ираном, обладающим мощными ресурсами природного газа. Создание этого транзитного коридора активно поддерживается ЕС для диверсификации источников энергоснабжения.

Используя рамки ЭнергодIALOGОВ Россия-ЕС и Россия-США, России необходимо заявить о своих «газовых» интересах на постсоветском пространстве и предложить реализацию проектов в газовой промышленности стран СНГ совместными усилиями ОАО «Газпром», западноевропейских и американских компаний.

«Газовые» приоритеты внешней энергетической политики России в отношениях со странами Балтии во многом будут определяться тем, насколько быстро эти страны начнут выполнять положения Газовой директивы ЕС и интеграцией их газовых рынков в единый газовый рынок ЕС. Необходимо сохранять и укреплять позиции ОАО «Газпром» на газовых рынках этих стран, расширяя доли своей собственности в объектах газовой инфраструктуры и в их сбытовых структурах.

Необходимо ускорить обеспечение требуемых поставок газа в Калининградскую область через территорию Литвы и добиваться интеграции системы газовых хранилищ Латвии в единую транспортную систему газа России и Европы для регулирования сезонных колебаний потребления природного газа в странах Европы, а также в западном регионе России и в Литве, Эстонии, Финляндии и Швеции.

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ НА ШЕЛЬФЕ И КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ МОРЕЙ РОССИИ

Н.А. Еремин

Институт проблем нефти и газа РАН
Ernmn@mail.ru

Концепция рационального освоения углеводородных ресурсов предполагает выделение трех областей на шельфе и континентальном склоне морей России, а именно, прибрежную часть (до 10–12 км от берега), неглубокий шельф (глубина моря до 300 м) и глубокое море.

Первую область, т.е. прибрежную часть предполагается осваивать в первую очередь с использованием береговой инфраструктуры и традиционных методов

бурения и разработки континентальных месторождений. Пример: Сахалин-1, где с берега пробурена горизонтальная скважина с отходом до 12 км. Такой подход позволит в краткие сроки в течение 3–5 лет освоить и ввести в разработку значительные углеводородные ресурсы с использованием уже созданной инфраструктуры на суше в районах Каспийского, Азовского, Черного, Охотского, Печорского и Баренцового морей, а также открытые месторождения газа в Обско-Тазовских губах. Последнее особенно важно, так как в Северной части Тюменской области происходит существенное падение добычи газа на гигантских месторождениях Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем.

На начальной стадии необходимо научно обоснованно подготовить лицензионные блоки на разведку и разработку на прибрежной части шельфа России, так чтобы освоение углеводородных ресурсов происходило не выборочным способом, а решало государственную задачу полномасштабную подготовку структур к бурению и вводу всех открытых месторождений в разработку.

Вторую область, неглубокий шельф с глубиной моря до 300 м, предлагается осваивать с привлечением российских морских технологий бурения и освоения, которые в достаточной степени опробированы в Арктическом и Сахалинском шельфе, а также на Каспийском море. Российские компании обладают необходимыми возможностями по производству высокотехнологичных установок, машин и оборудования для морской добычи нефти и газа, а также освоения углеводородных месторождений Арктики (ПО «Северное машиностроительное предприятие», ПО «Севмаш», ГМП «Звездочка», СПО «Арктика» и завод «Полярная звезда»). В настоящее время ПО «Севмаш» по заказу АО «Росшельф» ведет строительство морской ледостойкой стационарной буровой платформы – МЛСП «Приразломная» – для освоения одноименного нефтяного месторождения в Печорском море. Платформа представляет собой сложное цельнометаллическое инженерное сооружение с габаритами 26×126×91 м и массой около 85 тыс. т. В результате внедрения этой технологии уже к 2007 году только на этом месторождении возможна добыча 4–5 млн т нефти в год.

Для освоения третьей области, глубокого моря с глубиной моря более 300 м, необходимо привлечь иностранные компании Бразилии, Норвегии и других стран, где уже созданы и успешно внедрены технологии бурения и разработки месторождений нефти и газа на больших глубинах моря до 1500 м. В 2001 году доля морской добычи нефти в зарубежных странах составила 35% (1095 млн т) и газа – 31,6% (750 млрд м³). Наиболее крупные месторождения с извлекаемыми запасами нефти более 100 млн тонн выявлены в глубоководных зонах при глубинах водного слоя более 1000 м. В настоящее время поисково-разведочные работы проводятся на акватории с глубинами моря до 3000 м. Средняя себестоимость добычи нефти на морских месторождениях с глубиной моря от 300 м до 1000 м составляет \$6–8 за баррель, при среднемировой себестоимости около \$6 за баррель. В 2004 году суммарные затраты на поиски и освоение глубоководных месторождений составляли \$20 млрд.

Для подготовки кортежа первоочередных лицензионных блоков в прибрежной части шельфа в России была создана методика технико-экономической оценки и выбора первоочередных морских объектов освоения. Эта методика позволяет определять очередность ввода месторождений и структур в зависимости от их подготовленности к бурению, величины ресурсов и запасов, удаленности

от берега и береговой инфраструктуры, сложности освоения и разработки, подготовки продукции и маршрутов транспортировки, маркетинговой ситуации, технико-экономической целесообразности разработки. Данная методика была опробована на месторождениях и структурах Обской и Тазовской губ.

На шельфе и континентальном склоне РФ выделяются следующие объекты изучения:

- месторождения Госрезерва;
- месторождения и структуры, не включенные в Госрезерв.

Как правило, месторождения, отличающиеся наилучшими для данного региона ресурсными и эксплуатационными характеристиками и местоположением, требующими минимальных, в масштабах государства, затрат на их освоение включаются в Государственный стратегический резерв УВ-сырья. Такие месторождения могут играть значительную роль в обеспечении энергетической и экономической безопасности как страны в целом, так и ее крупных регионов. По мере наполнения Госрезерва и достижения им уровня, необходимого и достаточно для обеспечения энергетической и экономической безопасности страны, или при наличии специального государственного решения, часть месторождений может быть выведена из Госрезерва и выставлена на лицензионный аукцион.

Площадь шельфа и континентального склона России составляет 6,2 млн км² (4,2 млн км² в пределах исключительной экономической зоны), что соответствует 21% площади шельфа Мирового океана, из них не менее 4 млн км² являются перспективными на нефть и газ. Начальные извлекаемые ресурсы углеводородов (УВ) на шельфе России достигают 100 млрд т условного топлива, в т.ч. 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн м³ газа, что соответствует 20–25% от общего объема мировых ресурсов углеводородов.

Сегодня более трети нефтегазодобычи в мире приходится на континентальный шельф. К началу 2000 года 54 страны вели добычу нефти и газа на морских месторождениях. Ежегодно здесь добывается более 1 млрд т нефти и свыше 759 млрд кубометров газа. На разведку и добычу месторождений континентального шельфа, включая строительство морских буровых платформ, тратится больше \$85 млрд. Средний дебит морской скважины – до 1 тыс. т условного топлива в сутки.

Выявлено более 450 локальных объектов, открыто 32 месторождения, в том числе супергигантские газовые Штокмановское, Русановское, Ленинградское в Западной Арктике и несколько крупных месторождений нефти на северо-восточном шельфе Сахалина и в Печорском море. В основном углеводороды сконцентрированы на шельфе Западной Арктики – Баренцево, Печорское и Карское моря (по нефти – 55%, газа – 93% от всего шельфа России). На втором месте шельф дальневосточных морей, где установлено несколько богатых нефтегазоносных районов.

При разведанности ресурсов 10–15% открываются наиболее крупные и высококорентабельные месторождения. К 2020 г. уровни добычи на континентальном шельфе РФ по нефти достигнут 95 млн т, по газу – 320 млрд м³ и в основном из сеноманских отложений.

Пока же основным районом освоения морских месторождений углеводородов в России является участок проекта «Сахалин-2», расположенный на шельфе Охотского моря, примыкающего к северо-восточной части о-ва Сахалин. Проект

включает Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное и Лунское газоконденсатное месторождения. Проект реализуется на условиях соглашения о разделе продукции, которое вступило в силу 15 июня 1996 года. Оператор проекта – компания «Сахалин Энерджи». Добыча нефти на Пильтун-Астохском месторождении начата в 1999 году со стационарной платформы «Моликпак». В 1999 году добыто 143,5 тыс. т нефти, в 2000-м – 1,67 млн т, в 2001-м – более 2 млн тонн.

Наибольшее количество ресурсов углеводородов (82%) сосредоточено в районе Баренцева, Печорского и Карского морей. По возможности развития новых крупных нефтегазодобывающих районов России первое место занимают арктические моря. На шельфе России уже открыто 36 нефтегазовых месторождений, в т.ч. 4 уникальных и 14 крупных. Среди открытых месторождений уникальные: Штокмановское – газоконденсатное, Ленинградское, Русановское – газовое, Варандейское, Приразломное – нефтяное, Долгинское, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское. В настоящее время на шельфе России выявлено более 10 крупных нефтегазоносных бассейнов, а также предварительно разведано 7 крупных нефтегазоносных районов – Северо-Сахалинский, Печороморский, Восточно-Баренцевский, Южно-Карский, Обско-Газовский, Северо-Каспийский, Средне-Каспийский и сравнительно небольшой Калининградский. Всего на шельфе Баренцева, Печорского и Карского морей известны более 40 перспективных структур, запасы нефти и конденсата которых по оценочным данным измеряются миллиардами тонн нефти и десятками триллионов кубических метров газа. По сегодняшним оценкам объем рентабельных морских ресурсов нефти составляет около 1,3 млрд т нефти и более 26 млрд м³ газа. С учетом ожидаемого прироста запасов и ресурсов суммарная добыча сырья на акваториях может составить к 2020 г. около 95 млн т нефти и около 320 млрд м³ газа. Максимальную долю добычи нефти в этом объеме будут обеспечивать, очевидно, Печорское (до 25–30 млн т) и Охотское (до 40–50 млн т) моря. Меньшие объемы могут быть получены в Каспийском (10–15 млн т) и Балтийском (1,0–1,5 млн т) морях. В качестве основных районов газодобычи рассматриваются Баренцево, Карское (в первую очередь губы и заливы) и Охотское моря. В случае открытия крупных нефтяных и газовых месторождений в южной части моря Лаптевых этот район бассейна, занимающий стратегически важное для востока России положение, также может быть рассмотрен в качестве потенциального района морской нефтегазодобычи в перспективе до 2020 г. Предполагается, что добыча сырья будет осуществляться на базе прибрежно-морских центров нефтегазодобычи, один из которых – Сахалинский – уже начинает приобретать определенные контуры, а другие – Тимано-Печорский, Баренцевоморский, Южно-Карский и Каспийский – являются наиболее перспективными в период до 2020 г. В период с 2011 по 2020 год будут подготовлены, как минимум, 3–4 площади в Баренцевом море, столько же – в Северной и Южной впадинах Карского моря, 2–3 – в море Лаптевых и по 1–2 – в Охотском море и глубоководной зоне Черного моря. Ожидаемый прирост промышленных запасов по ним составит 2–3 млрд т. Прогнозируется и значительный прирост запасов газа, который составит 3–5 трлн кубометров.

Баренцево море. В пределах бассейна выделено и подготовлено 22 участка лицензирования общей площадью 70,6 тыс. км² (~1% площади шельфа РФ) и суммарными извлекаемыми ресурсами 2176 млн т у.т. (~2% ресурсов шельфа РФ) и средней плотностью ресурсов 42 тыс. т у.т./км². В результате проведения ГРП работ в Баренцевом море открыто 5 крупных и гигантских месторождений газа и конденсата. Его

начальные суммарные геологические ресурсы на сегодня составляют около 25,1 млрд т условного топлива. Однако, по оценкам экспертов, за счет открытия весьма вероятных здесь рифовых и других секриментационных ловушек в девон-пермских отложениях Кольской ступени, Западного и Южного бортов Восточно-Баренцевоморского трога, изучения сводовых поднятий и складчатых зон в палеозой-триасовых отложениях Адмиралтейского вала и Приновоземелья, а также структур в триасовых отложениях восточной оконечности архипелага Земля Франца Иосифа в бассейне может быть получен дополнительный прирост в объеме 4,5–5,5 млрд т условного топлива.

Наиболее подготовленным к эксплуатации является открытое в 1988 г Штокмановское газоконденсатное месторождение, расположенное в центральной части Баренцева моря на глубине 280–360 м и расстоянии 650 км к северо-востоку от г. Мурманск. Запасы газа и конденсата этого месторождения апробированы в ГКЗ в 1990 г. к категории С₁ относятся практически все из них: 93% газа и 96% конденсата. Только для освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море, вместе с обеспечивающей системой, потребуются вложения, составляющие около \$11 млрд.

Освоение ресурсов Штокмановского газоконденсатного района (Лудловская, Туновская, Териберская, Терская, Ледовая, Северо-Надеждинская, Лунинская, Феромоновская площади), оцениваемых запасами в несколько триллионов кубических метров, будет зависеть от потребности наращивания добычи нефти и газа в регионе. На шельфе Баренцева моря открыто три месторождения Штокмановское и Ледовое (газоконденсатные) и Ледовое (газовое). В настоящее время шельф Баренцева моря рассматривается в качестве основного стратегического резерва газовой промышленности. Здесь на базе уникального Штокмановского газоконденсатного месторождения проектируется создание центра морской газодобычи. В качестве резерва определены Ледовое и Лудловское месторождения. Ферсмановская, Демидовская, Териберская и Надеждинская структура являются объектами дальнейших геолого-разведочных работ.

В 1999 г. был проведен конкурс по блоку Баренц-1. Блок Баренц-2 – это южная часть Печорского моря, где расположено 5 блоков с суммарными ресурсами около 450 млн т условного топлива, включает участки Северо-Долгинский, Южно-Долгинский, Западно-Матвеевский; Русский, Северо-Поморский-1 и Северо-Поморский-2 для поисков, разведки и добычи УВ. Баренц-3 – это Кольский шельф, на котором размещены суммарные ресурсы 570–600 млн т условного топлива. Он включает восемь участков – 7/1, 7/2, 8/1, 8/2, А-1, А-2, Б-1, Б-2, которые могут быть объединены в четыре более крупных (К-1, К-2, К-3, К-4), расположенных на Кольской моноклинали в зоне развития предполагаемых рифогенных структур (поиски, разведка и добыча углеводородов) и два района на геологического изучения (доизучения): Междушарский Восточный и Коргинский. Баренц-4 включает два района для геологического доизучения: Дмитриевский и Западно-Матюшихинский и два участка для разведки и добычи: Папанинская структура и Междушарский с ресурсами 1,2–1,3 млрд т условного топлива. Баренц-5 включает два района на геологическое доизучение: Матюшихинский и Крестовый с ресурсами около 1,3 млрд т условного топлива.

Печорское море. В Печорском море начальные суммарные ресурсы углеводородов составляют 9,772 млрд т. Проведение геолого-разведочных работ в север-

ной зоне Печорского моря и углубленное изучение силур-девонских отложений его Варандей-Адзаванской зоны позволят прирастить около 0,9–1,2 млрд т условного топлива. Об этом говорят результаты, полученные компанией «Арктикоморнефтегазразведка» при бурении разведочной скважины. На своем лицензионном Варандей-Медынском участке из нижнедевонских отложений компанией получены дебиты легкой нефти, превышающие 600 т/сут. Развитие нефтедобычи на арктическом шельфе России связано, в первую очередь, с Приразломным нефтяным месторождением, расположенным в акватории Печорского моря. Извлекаемые запасы нефти в сумме по категории C_1 и C_2 составляют многие 65 млн т. В 1999 году проведены конкурсы на право пользования недрами для поиска, разведки и добычи углеводородов по Медынско-Варандейскому, Колоколморскому и Поморскому участкам дна. Ввод в разработку Приразломного месторождения позволит ускорить разведку и освоение ближайших к месторождению компактно расположенных в Печорском море перспективных структур и обеспечить рентабельное использование создаваемой инфраструктуры. Шельф Печорского моря относится к числу наиболее перспективных в отношении нефтеносности среди арктических акваторий. Доля начальных суммарных ресурсов нефти составляет приблизительно 65% от общей величины начальных суммарных ресурсов углеводородов, а на долю наиболее достоверной части прогнозируемых ресурсов нефти приходится около 40%.

К настоящему времени на шельфе Печорского моря открыто пять месторождений – газоконденсатное Поморское, нефтегазоконденсатное Северо-Гуляевское, нефтяное Приразломное, Варандей-море, Медынское – море. Таким образом, как разведанные запасы нефти, так и прогнозируемые ресурсы по перспективным структурам позволяют предположить, что здесь будет сформирован новый нефтедобывающий район.

Карское море. Карское море имеет начальные суммарные ресурсы в 52 млрд т условного топлива. Значительный прирост ресурсов углеводородов может быть получен в Карском море. Дополнительно к потенциалу, который в Южно-Карской впадине определен в объеме 48,9 млрд т условного топлива (геологические ресурсы), здесь может быть дополнительно приращено до 8,0–12,0 млрд т условного топлива. Этот прирост возможен за счет развития геолого-разведочных работ в Северо-Карском бассейне, нацеленных на изучение палеозойских комплексов разреза, строение которых обнаруживает определенные черты сходства со строением примерно одновозрастных толщ Тимано-Печорской провинции. Определенный вклад в этот объем прироста может внести изучение юрских отложений Южно-Карской впадины и сводовых поднятий в палеозое на ее обрамлении. Такая вероятность определяется открытием залежей в палеозойских отложениях Новопортовского месторождения. Здесь открыто два газовых гиганта: Русановское и Ленинградское месторождения с суммарными запасами более 3 млрд кубометров газа. Их разработка будет увязываться с темпами эксплуатации Бованенковского и Харасавейского месторождений. На акватории Карского моря поисково-разведочное бурение осуществлялось только на двух структурах – Русановское и Ленинградское.

Обская и Тазовская губы. К настоящему времени фонд выявленных структур в акватории Обской и Тазовской губ составляет 25 объектов. Начальные суммарные ресурсы углеводородов превышают аналогичные ресурсы Южного Ямала, а запасы газа в них составляют приблизительно 43% от запасов газа Северного

Ямала. Предварительные оценки запасов углеводородов в данном регионе говорят о его несомненной перспективности.

Море Лаптевых. Структурные геологические особенности геологии моря Лаптевых, такие как наличие крупных поднятий типа Бегического или Западно-Минского купола, указывают на возможность удвоения потенциала этого бассейна после проведения планируемых здесь дополнительных объемов ГРП работ, который может превысить 10 млрд т условного топлива.

Восточно-Сибирское море. Можно ожидать увеличение потенциала углеводородов на 8,0–11,0 млрд т условного топлива, т. е. на 60–90%, по сравнению с имеющимися на сегодня оценками. Так, первые 1200 км сейсмических профилей, отработанных несколько лет назад, показали наличие мощной толщи осадочного чехла, в котором развиты крупные складки – потенциальные ловушки углеводородов.

Берингово море. На шельфе Берингова моря в Восточно-Анадырском прогибе выявлен ряд крупных антиклинальных складок. Прогнозные ресурсы углеводородов в этих структурах оценены достаточно высоко, однако степень их изученности геофизическими работами остается низкой. Глубокое бурение здесь не проводилось, в связи с чем ресурсы оценены по категории Д. Ввиду слабой изученности выделение объектов для геологического изучения проведено на уровне укрупненных районов. В настоящее время выделено 3 укрупненных района (А-1, А-2, А-3) общей площадью 95 тыс. км² (средняя – 32 тыс. км²) с суммарными ресурсами 1025 млн т у.т. и средней плотностью 11 тыс. т/км².

Чукотское море. Значительный прирост в объеме 1,2–1,8 млрд т условного топлива дополнительно к оцененному потенциалу (около 6,3 млрд т) прогнозируется в Чукотском море, главным образом – в его северной зоне, которая является непосредственным продолжением нефтегазоносности зон Северной Аляски с ее знаменитым месторождением Прудобей.

Охотское море. Геолого-разведочные работы ведутся на Западно-Камчатском, Сахалинском и Магаданском шельфе. В пределах бассейна Охотского моря выделено 19 участков лицензирования общей площадью около 150 тыс. км² (2,4% площади шельфа РФ) и суммарными ресурсами 4780 млн т у.т. (4,8% ресурсов шельфа РФ). Средняя плотность ресурсов – 45 тыс. т у.т./км².

Западно-Камчатский шельф принадлежит к восточной части Охотоморской нефтегазоносной провинции с перспективными комплексами палеогена и неогена. В настоящее время включает три участка: Первоочередной, Центральный и Кунжинский.

Северо-Сахалинский шельф совместно с прилегающей территорией о-ва Сахалин является основным на Дальнем Востоке регионом с промышленной добычей нефти и газа. В 1991–96 и 1992–96 гг. успешно проведены международные тендеры «Сахалин-1», «Сахалин-2», по которым были подписаны соглашения о разделе продукции. На стадии завершения находится лицензионное соглашение по проекту «Сахалин-3», конкурс по которому проведен в 1993 году. Промышленное освоение УВ ресурсов на российских акваториях фактически началось в 1999 г., когда на Пильтун-Астохском месторождении Охотского моря, в рамках проекта Сахалан-2, началась отгрузка добытой нефти, а в 2001 г. уровень добычи составил 2 млн т. В настоящее время выделено 5 лицензионных участков, кроме хорошо известных Сахалин-1 и -2, «Сахалин-5», разделенный с юга на север на

три блока: первоочередной для геологического доизучения Южный или Кайганско-Васюканский, Восточно-Шмидтовский и Елизаветинский с суммарным потенциалом 2,0–2,2 млрд т у.т; «Сахалин-4,5» (геологическое доизучение) – Лопухово-Восточно-Шмидтовский блок; «Сахалин-3» – район Северо-Венинской структурно-литологической ловушки на участке «Сахалин-1,2,3»; «Сахалин-6» – в качестве первоначального объекта лицензирования рассматривается Варваринский блок и «Сахалин-7».

Магаданский шельф и соответствующий ему Северо-Охотский возможно нефтегазоносный бассейн (ВНГБ) обладают высоким нефтегазогенерирующим потенциалом (в первую очередь неогеновых отложений). Районы Магадан-1 и Магадан-2 (в каждом по 3 участка) занимают центральную часть Магаданского бассейна. Они характеризуются максимальной плотностью сейсмической изученности в этом регионе, которая на отдельных площадях составляет от 1,0 до 2,5 км/км².

Каспийское море. К началу 2005 года в Каспийском море, включая морские продолжения сухопутных месторождений, было открыто 48 месторождения углеводородов с суммарными доказанными запасами нефти и газа около 3,5–4,0 млрд т условного топлива, из которых 33 расположено в азербайджанском секторе Южного Каспия, 8 – в туркменском, 2 – в российском и 1 – в казахском. В 1997 г. был проведен конкурс по Северному Каспию. За последние два года к этому числу добавилось еще 4 новых месторождения, открытых в Среднем и Северном Каспии, – Хвалынское и им. Ю.Корчагина (условный российский сектор), а также Восточный и Западный Кашаган в казахстанской части бассейна. Кроме того, установлены нефтегазопроявления на поднятии Лаганское (Морское/Осетровое) и Ракушечное. Современные оценки извлекаемых ресурсов нефти в Каспийском море колеблются, в основном, в пределах от 16 до 22 млрд т условного топлива. Результаты проведенных работ свидетельствуют о наличии под дном Каспия крупной сырьевой базы углеводородов, имеющей мировое значение и способной обеспечить устойчивое развитие района в течение длительного периода. К настоящему времени на этой акватории выявлено более 400 локальных поднятий, из которых около 60 подготовлено к глубокому бурению. Однако, учитывая, в общем, сравнительно небольшую степень изученности Каспия, можно предполагать, что суммарное количество перспективных локальных объектов фактически может превысить 500. Глубинная структура дна Каспия и термальный режим недр исследованы в совершенно недостаточной степени. Могут быть получены приросты: в Каспийском море – до 0,5–1,2 млрд т условного топлива за счет палеозойского и триасового комплексов.

Азовское море. К настоящему времени промышленная нефтегазоносность Азовского моря и сопредельных с ним территорий Западного Предкавказья и Крыма установлена в широком стратиграфическом диапазоне отложений мезозоя и кайнозоя – от триаса до плиоцена. Непосредственно на акватории выявлены только газовые залежи в отложениях майкопской серии и среднего-верхнего миоцена. В пределах Азовского вала майкопские отложения продуктивны на Морской, Небольшой, Западно-Бейсугской, Бейсугской и Стрелковой площадях. Газоносность средне-верхнемиоценовых отложений установлена на Обручевской, Сигнальной, Западно-Бейсугской, Бейсугской и Октябрьской площадях. Особо следует отметить, что на Бейсугской площади, являющейся как бы погранич-

ной между локальными поднятиями Азовского и Каневско-Березанского валов, основные запасы газа связаны с эоценовыми песчано-глинистыми образованиями Тихорецкой и черкасской свит; продуктивными являются также нижнемеловые отложения, хотя запасы газа в них незначительны.

Все выявленные на акватории газовые залежи залегают в интервале глубин от 300 до 1500 м, пластовые давления в них близки к гидростатическим, начальные дебиты скважин невелики – первые десятки тыс. м³/сут. Прирост ресурсов в Азовском море может составить до 0,2–0,6 млрд т условного топлива за счет так называемого «промежуточного комплекса», продуктивность которого установлена, местами на прилегающей суше и палеогеновых отложениях южной части бассейна.

Черное море. В Черном море прирост ресурсов может достичь до 0,6–1,2 млрд т условного топлива за счет структурных (Палласа) и седиментационных ловушек в ранее практически неизученных карбонатных отложениях от верхней юры до эоцена включительно.

Опыт работы на морских месторождениях нефти и газа показывает, что для эффективного их освоения применяемые на суше традиционные технические средства и методов зачастую неприемлемы. Для реализации данной проблемы требуется проведение сложных научно-исследовательских работ и создание специальных технических средств и технологий. Характерными особенностями освоения морских нефтегазовых месторождений, с учетом суровых природно-климатических и гидрометеорологических условий, являются следующие:

- создание специальных гидротехнических сооружений, новых плавучих средств для проведения геолого-поисковых работ и эксплуатации скважин, сбора и транспорта продукции;
- бурение куста наклонно-направленных скважин с морских стационарных платформ и приэстакадных площадок, на искусственных ледовых и намывных островках;
- разработка и создание новейших, более совершенных и безопасных технических средств и технологий для освоения, эксплуатации и ремонта скважин в морских условиях.

Существуют следующие виды морских промыслов:

- надземный или надводный;
- подводный;
- подземный (туннельно-шахтный);
- комбинированный, представляющий различные сочетания первых трех видов.

При организации надземного или надводного промысла освоения морских месторождений углеводородов осуществляют следующими способами:

- разбуриванием и эксплуатацией подводных залежей нефти и газа наклонными скважинами, закладываемыми на берегу;
- образованием искусственной суши путем сплошной засыпки дна моря на участке нефтегазоносной площади и размещением на ней промысловых объектов;
- осушением дна моря на участке нефтегазоносной территории;
- осушением дна моря на участке месторождения с помощью постройки оградительной дабы с последующей откачкой воды;
- сооружением морских эстакад с приэстакадными площадками;
- строительством морских стационарных нефтегазопромысловых платформ;
- бурение морских скважин с основанием островного типа в комбинации с тендерными судами;

– проходкой скважин со специально сконструированных плавучих платформ и плавсредств.

При организации подводного промысла морские месторождения нефти и газа осваивают с помощью бурения скважин с плавучих буровых установок с подводным заканчиванием устьев скважин и размещением объектов добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа непосредственно на дне моря.

Управление режимом работы скважин и подводных комплексов осуществляется дистанционно с близлежащей стационарной или плавучей платформы.

При организации подземного промысла морские месторождения осваивают с помощью тоннельно-шахтной или тоннельно-камерной системы, которая включает буровые кусты, транспортный тоннель, связывающий их между собой и береговой рампой, и соединительные камеры для обеспечения разъезда транспортных средств и разводки коммуникаций.

Процесс освоения нефтегазового месторождения может быть интенсифицирован за счет организации и применения комбинированного морского промысла, например, сочетания подводного заканчивания устьев скважин на подводных комплексах с размещением основных объектов обустройства промысла и управления на технологических платформах.

В любом случае в проектных документах должно иметь место четкое разграничение между берегом и морской частью.

Морская часть:

1. Бурение скважины.

2. Эксплуатация пробуренных скважин:

– управление и контроль работы скважины;

– отгрузка продукции скважины с минимальной ее переработкой для транспортировки на береговые объекты.

3. Возможность проживания вахтовых бригад.

4. Преобразование передаваемой с берега электроэнергии.

Береговая часть:

1. Управление как морскими объектами, так и береговыми из центрального поста.

2. Производство электроэнергии как для нужд берега, так и для морских объектов с последующим ее распределением.

3. Бурение скважин.

4. Обработка продукции скважин:

– прием с морских объектов;

– комплексная подготовка продукции скважин для ее отгрузки;

– хранение готовой продукции;

– отгрузка продукции (морским транспортом или по трубопроводу).

5. Обеспечение снабжения:

– прием расходных материалов, доставляемых морским или наземным транспортом

– хранение расходных материалов;

– доставка материалов на морские объекты обустройства.

6. Проживание персонала и вахтовых бригад, обслуживающих морские объекты.

7. Техническое обслуживание как береговых, так и морских объектов.

При освоении акваторий арктического шельфа с тяжелыми природно-климатическими и ледовыми условиями капитальные вложения при разработке морского месторождения при прочих равных условиях (глубины и числа скважин, сетка их размещения и т.д.) на порядок выше, чем на суше. При освоении современных морских месторождений доля дополнительных затрат, связанная со специфическими их особенностями составляет 25–30%. В данных условиях значительно возрастает роль величины промышленных запасов, методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов.

Открытое нефтяное месторождение проходит следующие стадии освоения: разведку трех–пяти разведочным скважинам, давшим промышленные притоки нефти, и испытание, как правило, на трех режимах, по результатам которых оценивают запасы нефти в продуктивном горизонте и затем утверждают их в ГКЗ. После этого месторождение проходит стадию опытно-промышленной эксплуатации, в период которой уточняют геолого-физические и продуктивные характеристики продуктивных пластов. Основное назначение первых двух стадий – подготовка информации для составления проекта разработки месторождения.

Специфическая особенность ввода в разработку морских месторождений заключается в том, что уже в период опытной эксплуатации требуется решить весь комплекс вопросов, связанных с обустройством. Уже на данном этапе разработки месторождения должны приниматься принципиальные технологические решения, а именно: очередность отбора флюидов, определение плотности сетки скважин и типы скважин, определение метода воздействия на продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления. При этом следует учитывать, что при проектировании разработки морских месторождений практически невозможно предусмотреть последующее бурение на уплотнение сетки скважин из-за технических ограничений.

Учитывая вышеизложенное, при формировании программы освоения и ввода в эксплуатацию месторождений, расположенных в зонах со сложными геолого-географическими условиями с целью повышения эффективности работ основными принципами являются:

- принцип группируемости, обеспечивающий возможность более полного использования сложившейся инфраструктуры;
- принцип комплексного освоения всех выявленных месторождений на интегральной основе, что обеспечивает поэтапной ввод в разработку, при котором завершение освоения одного месторождения сопровождается одновременным началом работ на соседних месторождениях;

Кроме вопросов освоения и разработки месторождений на шельфе России в проекте были рассмотрены вопросы их обустройства. Проведен анализ природных и других рисков, влияющих на эффективность и качество обустройства месторождений на шельфе России. Предложена и обоснована новая методология определения опасностей на ранних стадиях проектирования обустройства месторождений на шельфе России на основе построения Генеральной схемы проектирования объектов и побочно-целевого анализа ее реализации.

Для обоснования экономической эффективности освоения ресурсов и запасов на шельфе был проведен анализ по ряду разрабатываемых месторождений шельфа России. Проведен анализ и рассмотрены особенности формирования капитальных и эксплуатационных затрат при составлении инвестиционных проектов

в условиях бурения скважин и обустройства месторождений с ледостойкой стационарной платформы со свайным основанием. Указанные особенности бурения, строительства объектов нефтедобычи на стационарной платформе вошли составной частью в методический подход и структуру расчета капитальных и эксплуатационных затрат. Составлена модель определения экономических показателей и критериев оценки вариантов разработки и программный продукт на основании действующих отраслевых руководящих документов.

Таким образом, на основе проведенных теоретических исследований проблемы рационального освоения углеводородных ресурсов на шельфе и континентальном склоне морей России, получены следующие результаты:

1. Разработаны основные принципы формирования программы освоения и ввода в эксплуатацию месторождений углеводородов на шельфе и континентальном склоне морей России: 1) принцип группируемости, обеспечивающий возможность более полного использования сложившейся инфраструктуры; 2) принцип комплексного освоения всех выявленных месторождений на интегральной основе, что обеспечивает поэтапный ввод в разработку, при котором завершение освоения одного месторождения сопровождается одновременным началом работ на соседних месторождениях; 3) принцип четкого разграничения функций между береговой и морской частью объектов обустройства.

2. Предложена и обоснована новая методология определения опасностей на ранних стадиях проектирования обустройства месторождений на шельфе России на основе построения Генеральной схемы проектирования объектов и побочно-целевого анализа ее реализации.

3. Разработана методика определения на стадии проектирования природных и других опасностей для обустройства месторождений углеводородов на шельфе России.

4. Предложены принцип, критерии экономической оценки ресурсов и запасов и, разработанный на этой основе, программный продукт.

Литература

1. *Тереценко П.Г.* Побочно-целевой подход к определению природных и техноприродных опасностей // В книге: Оценка и управление природными рисками / Материалы Всероссийской конференции «РИСК-2003» (26–27 марта 2003 г., г. Москва) – М.: Изд. Росс. университета Дружбы народов, 2003, Т. 1. – с. 260–264.

2. *Тереценко П.Г.* О структуре системы адаптивного управления развитием внешних коммуникационных сетей нефтегазопромыслов в регионе // Тезисы докладов 5 – ой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», 23–24 января 2003 г., г. Москва – с. 157.

3. *Богаткина Ю.Г.* Компьютерное моделирование расчетных экономических показателей в нефтегазовых инвестиционных проектах // Нефть, газ и бизнес, 2003 г., №4, с. 25–30.

4. *Тереценко П.Г.* Когнитивное моделирование при геодинамическом анализе // Тезисы Второй Международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов» (19–21 октября 2004 г., г. Москва), т. II, Москва, ООО «Интерконтакт Наука», с. 184–185.

5. *Тереценко П.Г., Еремин Н.А., Косов А.А.* Анализ опыта концептуального проектирования обустройства месторождений в лицензируемых районах // Тезисы докладов на Международной конференции «Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья» (24–26 ноября 2004 г., г. Москва), Москва, 2004.

6. *Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А.* «Экономическая оценка месторождений среднего востока по модели ВУ ВАСК», «Нефтяное хозяйство», № 7, 2004 г., с. 76–77.

7. Пономарева И.А. Альтернативный подход к экономической оценке трудно-извлекаемых обводненных запасов в проектах разработки. Тезисы Междунар. конференции «Фунд. проблемы разработки нефтегаз. месторождений, добычи и транспортировки углеводор. сырья», 24–26 ноября, ГЕОС, Москва, 2004, с. 315–317.

8. Богаткина Ю.Г. Логическая система «ГРАФ» для проведения экономических расчетов по месторождениям нефти и газа. Тезисы Международной конференции «Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья», 24–26 ноября, ГЕОС, Москва, 2004г, с. 311–312.

ЭЛЕКТРОННЫЙ АТЛАС СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ: ГЕОЛОГИЯ, ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ, БИОРАЗНООБРАЗИЕ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ФЛОРЫ И ФАУНЫ

И.А. Черешнев, С.В. Ворошин, А.С. Зинкевич

Северо-Восточный научный центр ДВО РАН

Введение

Огромные массивы информации, связанной с пространственным положением объектов и описывающие изменение свойств последних с течением времени, накоплены к настоящему времени в большинстве естественнонаучных, общественных и гуманитарных областей знания. Необходимость эффективной обработки такой информации прежде всего ощущается в науках о Земле, изучении биоразнообразия континентальной флоры и фауны, экологии, экономике, демографии и при анализе данных о трудовых ресурсах. Для Северо-Востока России эта проблема особенно актуальна, так как площадь региона охватывает около 20% территории нашей страны и определяется в границах Камчатской, Магаданской областей, Чукотского и Корякского АО, частично сюда относятся территории республики Саха-Якутия и Хабаровского края. Географическим ограничением на западе служит реки Лена и Алдан с условным замыканием вдоль меридиана 135° в.д. на побережье Охотского моря. Общая площадь территории – 3 774 000 км².

Комплексное решение создания, обработки, хранения, визуализации, анализа самой разнообразной пространственно-координированной информации наиболее оптимально на базе геоинформационных технологий, которые все более активно внедряются в научные исследования. Геоинформационный подход весьма эффективен при решении задач многовариантного моделирования геологических и географических данных и дает возможность на количественной основе проверить различные гипотезы и предположения. Немаловажным достоинством метода является возможность представления полученных результатов на картах и схемах, причем как в электронном виде, так и на традиционных бумажных носителях.

Цель настоящей работы – создание электронного атласа по Северо-Востоку России, включающего информацию о геологии, полезных ископаемых, биоразнообразии континентальной флоры и фауны. Актуальность выпуска электронного атласа определяется тем, что последняя сводка подобного рода, в которой в

той или иной степени затронуты перечисленные проблемы, была издана более 30 лет назад [10]. Многие данные в этой фундаментальной работе уже не отвечают современным представлениям, а применение ГИС и Web-технологий позволило спроектировать совершенно новый тип атласа, совмещающий в себе справочное издание и информационно-поисковую систему с возможностью интерактивного использования картографических материалов и их анализа.

Одной из главных задач проекта являлась систематизация информации, накопленной в различных областях знания по региону. Для этих целей были переведены в электронный вид и структурированы изданные специализированные каталоги и региональные сводки, поэтому все данные имеют ссылки на первоисточники [8, 6, 9, 5, 7]. В качестве картографической основы использованы карты преимущественно масштабов 1:1000000 и 1:1500000 [4]. Структура электронного атласа состоит из нескольких блоков. Первый блок – цифровые картографические данные. Второй блок – базы данных, связанные с картографической информацией. Третий блок – гипертекстовые страницы с научными публикациями. Четвертый блок – иллюстративная часть, включающая цифровые изображения объектов. На первых этапах работы основное внимание уделялось созданию и наполнению первых двух блоков.

Методика работ

В качестве базовых программных продуктов применены ArcGIS и ArcIMS (ESRI, США). Ввод графической информации реализован посредством векторизации потоком по растровой «подложке», причем векторизация осуществлялась по уже спроектированному растру. Использовались программные продукты семейства ArcGIS версии 8.2 и выше (ArcMap, ArcSDE, ArcCatalog, ArcToolBox), ERDAS IMAGINE 8.4. С помощью формата данных ERDAS IMAGINE, позволяющего хранить координатную привязку растрового изображения и обладающего способностью трансформироваться «на лету», задача подготовки первичных данных сводилась к выбору единой системы координат и созданию сети опорных точек (тиков) для использования преобразованных растровых данных в одном проекте ArcMap. Полиномиальная трансформация производилась с использованием инструмента Image Geometric Correction (ERDAS IMAGINE). В качестве опорной нерегулярной сети выбиралось точное координатное положение различных географических объектов. Имея географические координаты тиков средствами Coordinate Calculator (ERDAS IMAGINE) возможно получить координаты эквивалентные заданному положению в мировом пространстве в любых единицах измерения используемой проекции системы координат.

Идентификация объектов и все операции по привязке и редактированию баз данных системы осуществлялась с использованием функций ArcMap. Оптимизации рабочего процесса по созданию ГИС способствовало использование сетевых многопользовательских геобаз данных реализованных через ArcSDE (ArcGIS). На этапе согласования данных система реализована в виде послойной модели векторных примитивов обладающих динамической связью с базой данных. Атрибутивная информация организована в виде реляционных баз данных.

Созданные файлы слоев были использованы для дальнейшей компиляции геоинформационной системы по геологии и биоразнообразию флоры и фауны Северо-Востока России, которая спроектирована по принципу открытых форматов и не является конечной закрытой системой. Использование открытых форма-

тов в ее организации позволяет дополнять графику и базы данных любым количеством дополнительных объектов и записей, а также легко конвертировать данные в другие геоинформационные системы. Интернет-версия реализована на основе ArcIMS с использованием созданных ГИС-проектов.

Конечные данные представлены в виде тематических слоев в формате шейп-файлов в географической системе координат в десятичных градусах в равноплоской азимутальной проекции Ламберта. Данные о проекции (файлы *.prj): PROJCS[«Lambert_Azimuthal_Equal_Area»,GEOGCS[«D_Sphere_ARC_INFO»,DATUM[«D_Sphere_ARC_INFO»,SPHEROID[«Sphere_ARC_INFO»,6370997.0,0.0]],PRIMEM[«Greenwich»,0.0],UNIT[«Degree»,0.0174532925199433]],PROJECTION[«Lambert_Azimuthal_Equal_Area»],PARAMETER[«False_Easting»,0.0],PARAMETER[«False_Northing»,0.0],PARAMETER[«Central_Meridian»,147.0],PARAMETER[«Latitude_Of_Origin»,70.0],UNIT[«Meter»,1.0]].

Геология и полезные ископаемые

Вся оцифрованная геологическая информация организована в виде геоинформационной системы, которая включает в себя 14 тематических слоев и насчитывает более 27 тысяч полигональных объектов, более 11 тысяч линейных и порядка 700 точечных объектов. Объем работы при реализации цифровой картографической основы может быть проиллюстрирован таким показателем как количество объектов на единицу площади. В указанной ГИС он колеблется от 10,7 до 17,1 на 1 см² при отображении всех объектов в масштабе картографической основы. Для удобства управления и организации полигональные векторные данные о докайнозойском фундаменте и кайнозойских отложениях были разбиты на следующие тематические слои: 1) докайнозойские стратифицированные образования; 2) кайнозойские стратифицированные образования; 3) интрузии; 4) крупные континентальные водоемы, отображаемые в виде полигонов (рис. 1–4). Раздельное представление стратифицированных и интрузивных образований обусловлено различной структурой атрибутивных таблиц для этих слоев. Выделение специального слоя континентальных водоемов необходимо для избежания «пустых мест» на общей цифровой карте и более точного отображения реальной ситуации с кайнозойскими отложениями. Вся остальная географическая нагрузка была скомпилирована из слоев DCW (Digital Chart of the World), распространяемых ESRI (США) и географической основы для геологической карты. В случае необходимости она может быть дополнена данными из известных открытых источников.

Характеристика шейп-файлов полигональных слоев приведена в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика шейп-файлов

№	Название тематического слоя	Название Shp-файла	Количество объектов, шт.	Объем, Мб
1	Стратифицированные и метаморфические блоки пород докайнозойского возраста	Strat_AR_MZ	16864	24,2
2	Интрузии	Magma	5414	4,5
3	Отложения кайнозойского возраста	Strat_KZ	3970	10,8
4	Крупные континентальные водоемы	Lakes_rivers	1160	0,8

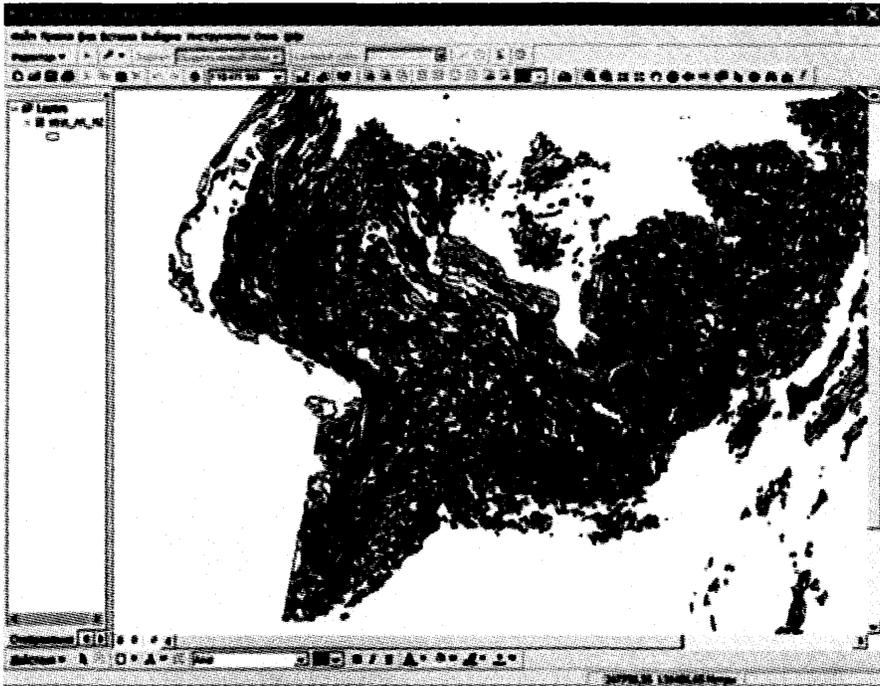


Рис. 1. Векторный слой стратифицированных образований

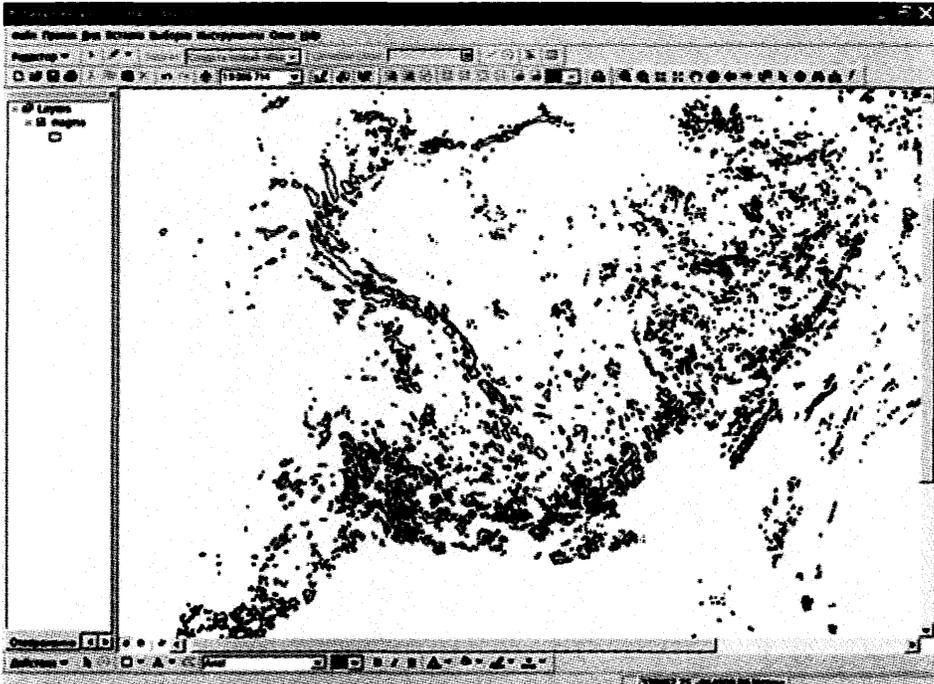


Рис. 2. Векторный слой интрузий

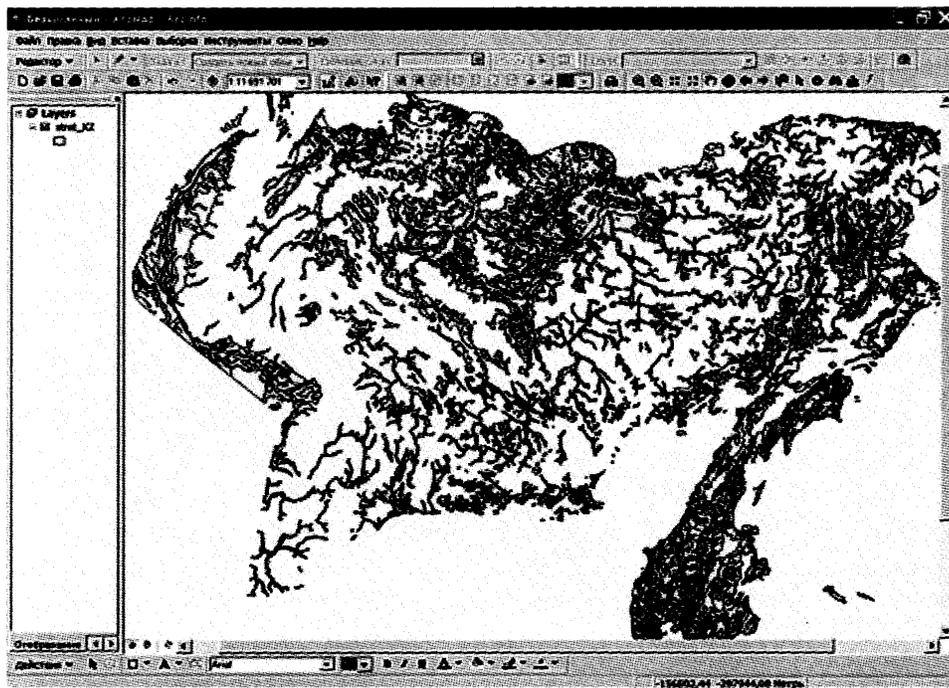


Рис. 3. Векторный слой кайнозойских отложений

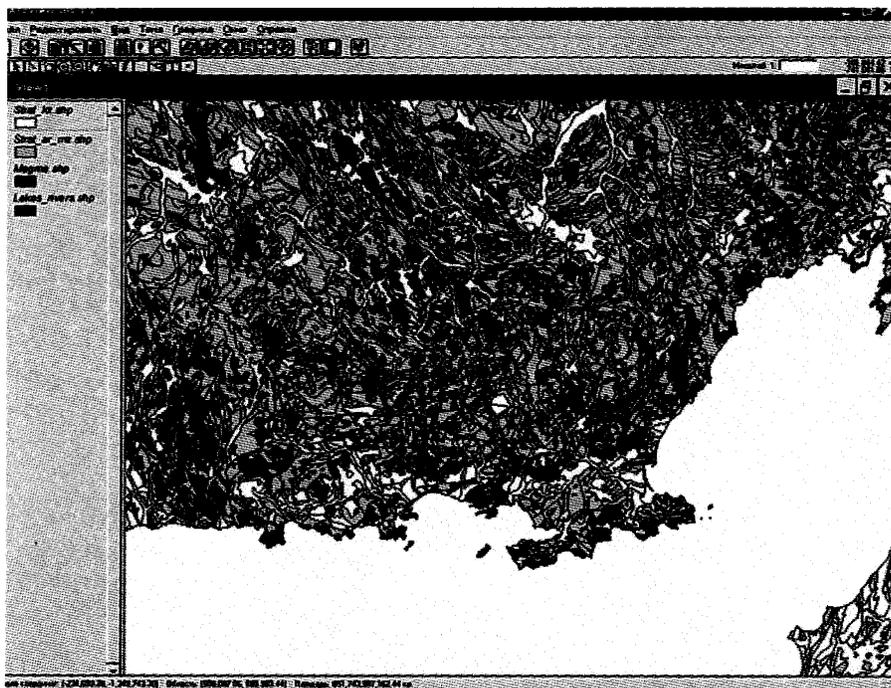


Рис. 4. Пример визуализации геологических данных. Слайд экрана

Структура таблиц атрибутивной информации по сформированным полигональным тематическим слоям территории Северо-Востока России охарактеризована в табл. 2–5.

Таблица 2

Тематический слой «Стратиграфизированные и метаморфические блоки пород докайнозойского возраста»: файл базы данных – strat_AR_MZ.dbf

Название поля	Тип данных	Длина поля
Эра	Text	24
Система	Text	40
Отдел	Text	47
Литология	Text	254

Таблица 3

Тематический слой «Интрузии»: файл базы данных – magma.dbf

Название поля	Тип данных	Длина поля
Эра	Text	14
Период	Text	27
Эпоха	Text	11
Фация	Text	16
Петрография	Text	64

Таблица 4

Тематический слой «Отложения кайнозойского возраста»: файл базы данных – strat_KZ.dbf

Название поля	Тип данных	Длина поля
Эра	Text	24
Система	Text	40
Отдел	Text	47
Литология	Text	254
Состав	Text	125

Таблица 5

Тематический слой «Крупные континентальные водоемы»: файл базы данных – lakes_rivers.dbf

Название поля	Тип данных	Длина поля
Name	Text	100

В результате выполнения работ на этом этапе проведена идентификация каждого объекта векторных слоев в соответствии со структурой, основанной на легенде к геологической карте Северо-Востока СССР.

Перечень файлов полученных полигональных слоев приводится ниже:

Тематический слой «Отложения кайнозойского возраста»: strat_KZ.dbf – 1949464 байт; strat_KZ.prj – 390 байт; strat_KZ.sbn – 37940 байт; strat_KZ.sbx – 2284 байт; strat_KZ.shp – 8852204 байт; strat_KZ.shx – 31860 байт.

Тематический слой «Стратиграфизированные и метаморфические блоки пород докайнозойского возраста»: strat_AR_MZ.dbf – 6172386 байт; strat_AR_MZ.prj – 390 байт; strat_AR_MZ.sbn – 178844 байт; strat_AR_MZ.sbx – 11956 байт; strat_AR_MZ.shp – 14700140 байт; strat_AR_MZ.shx – 135012 байт.

Тематический слой «Интрузии»: magma.dbf – 720 256 байт; magma.prj – 390 байт; magma.sbn – 54996 байт; magma.sbx – 3612 байт; magma.shp – 3245248 байт; magma.shx – 43412 байт.

Тематический слой «Крупные континентальные водоемы»: lakes_rivers.dbf – 117226 байт; lakes_rivers.prj – 390 байт; lakes_rivers.sbn – 11908 байт; lakes_rivers.sbx – 796 байт; lakes_rivers.shp – 749484 байт; lakes_rivers.shx – 9380 байт.

Из линейных слоев наиболее важен «Разрывные нарушения», его характеристика приведена в табл. 6. Морфология разломов оцифрована с геологической карты, атрибутивная информация взята из легенды.

Таблица 6

Тематический слой «Разрывные нарушения» (линии)

Количество объектов	Размер файла, Мб	Поле	Псевдоним	Описание
6263	1,8	Морфология	Morphology	Значения: разрывные нарушения, надвиги
		Тип	Type	Значения: достоверные, предполагаемые

Точечный тематический слой «Месторождения полезных ископаемых» наиболее важен для практического применения. Данные были скомпилированы из различных источников [2, 11, 12]. Краткая характеристика его структуры приведена в табл. 7. В виде отдельного полигонального слоя приведены потенциально нефтегазонастные участки на Примагаданском шельфе, по которым готовится конкурсная документация (данные А.В. Гревцева).

Таблица 7

Тематический слой «Месторождения полезных ископаемых» (точки)

Количество объектов	Размер файла, Мб	Поле	Псевдоним	Описание
436	0,5	Название	Name	Наименование
		Тип оруденения	Dep_type	Формационная принадлежность
		Основные полезные компоненты	Commoditie	Полезные компоненты
		Металлогенический пояс	Belt_name	Принадлежность металлогеническому поясу
		Геодинамическая позиция	Geodynamic	Значения: доаккреционная, постааккреционная, синаккреционная

Биоразнообразие континентальной флоры и фауны

Ареалы наземных позвоночных на Северо-Востоке России взяты из недавно изданного каталога-справочника [7], куда включены сведения по 294 видам позвоночных (3 вида амфибий, 1 вид рептилий, 228 видов птиц и 62 вида млекопитающих). Ареалы рыб ранее нигде не публиковались и представляют собой авторские материалы И.А. Черешнева. При создании атрибутивных таблиц использовались материалы опубликованных изданий [9, 5]. Также ранее нигде не публиковались и являются авторскими материалами А.Н. Беркутенко и А.Н. Полежаева сведения о распространении наземных растений и их ареалы. Следует отметить, что систематический перечень растений далеко не полный, и его завершение планируется по мере обработки и анализа гербарных образцов. Ареалы редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных были преобразованы в электронный вид из Красной книги [6]. Атрибутивная информация из Красной книги структурирована и преобразована в табличный вид. Она включает в себя описание 145 охраняемых видов животных (в том числе 33 вида рыб, 73 – птиц, 38 – млекопитающих). Пример визуализации данных приведен на рис. 5.

Общее количество флоры и фауны, включенной в электронный атлас приведено в табл. 8, а структура атрибутивных данных отражена в табл. 9–11.

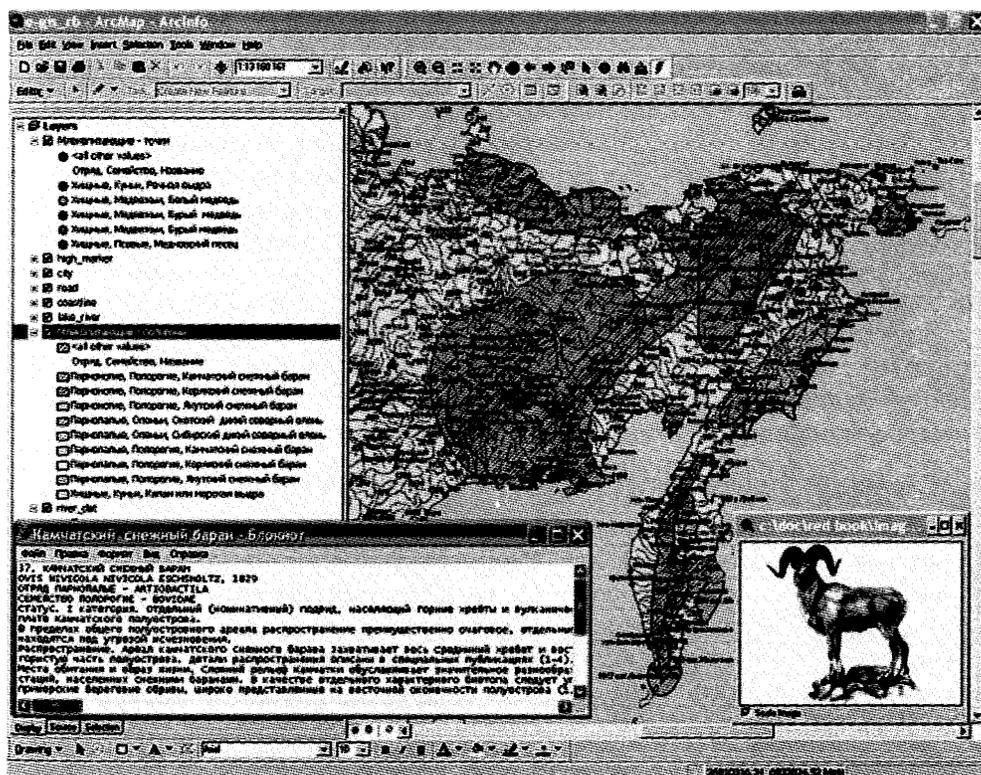


Рис. 5. Пример визуализации данных по биоразнообразию. Слайд экрана

Таблица 8

Характеристика данных по флоре и фауне

	Класс	Количество видов	Геометрия	Количество объектов	Размер файла, Кб
Фауна	Костные рыбы	77	Точки	109	31,7
			Полигоны	61	10168,3
	Круглоротые	4	Полигоны	4	1075,2
	Птицы	236	Точки	504	258,9
			Полигоны	213	38174,7
	Млекопитающие	62	Точки	2028	708,5
			Полигоны	14	2744,3
Земноводные	3	Точки	101	43,2	
Пресмыкающиеся	1	Точки	2	1,1	
Итого		383		3036	53206,0
Флора	Однодольные	2	Точки	222	38,4
	Двудольные	29	Точки	2223	381,3
Итого		31		2445	419,7

Таблица 9

Структура атрибутивных данных по растениям

Название	Описание
Класс рус	Название таксона на русском языке
Класс	Название таксона на латинском языке
Семейство рус	Название таксона на русском языке
Семейство	Название таксона на латинском языке
Род рус	Название таксона на русском языке
Род	Название таксона на латинском языке
Вид рус	Название таксона на русском языке
Вид	Название таксона на латинском языке

Таблица 10

Структура атрибутивных данных по круглоротым и костным рыбам

Название	Описание
Класс рус	Название таксона на русском языке
Класс	Название таксона на латинском языке
Отряд рус	Название таксона на русском языке
Отряд	Название таксона на латинском языке
Семейство рус	Название таксона на русском языке
Семейство	Название таксона на латинском языке
Род рус	Название таксона на русском языке
Род	Название таксона на латинском языке
Вид рус	Название таксона на русском языке
Вид	Название таксона на латинском языке

**Структура атрибутивных данных по земноводным, пресмыкающимся,
птицам и млекопитающим**

Название	Описание
Класс рус	Название таксона на русском языке
Класс	Название таксона на латинском языке
Отряд рус	Название таксона на русском языке
Отряд	Название таксона на латинском языке
Семейство рус	Название таксона на русском языке
Семейство	Название таксона на латинском языке
Род рус	Название таксона на русском языке
Род	Название таксона на латинском языке
Вид рус	Название таксона на русском языке
Вид	Название таксона на латинском языке
Фотография	Гиперссылка на фотографии
Типы мест и ареалов обитания	Значения: постоянное обитание, область зимовок, районы миграций, предполагаемые ареалы гнездовья, места выпуска, современные ареалы обитания, главные лежбища

Обсуждение результатов и выводы

Электронный атлас Северо-Востока России является первой попыткой перевода огромного массива научной информации в электронный вид и ее систематизации в виде единой системы. Очень важно, что организация данных подразумевает возможность их использования пользователями разного уровня подготовленности. Интернет-версия электронного атласа (<http://www.magis.ru/e-gis/e-gis.htm>) является, в первую очередь информационно-справочной системой, с минимальными аналитическими возможностями. ГИС-проекты – это уже серьезный инструмент научных исследований, который позволит анализировать имеющуюся информацию специалистам из разных областей знания и решать различные исследовательские задачи. В геологических науках, например, можно легко подсчитать площади и объемы различных комплексов пород. Наложение слоев с данными по биоразнообразию флоры и фауны на районы распространения полезных ископаемых позволит спрогнозировать экологические риски освоения месторождений.

Решение типовых задач и примеры использования региональных ГИС на Северо-Востоке России приведены авторами в различных публикациях [1; 3, 13]. Результаты, полученные в результате реализации данного проекта, безусловно, будут применяться как исходные данные для различных компиляций на основе ГИС-технологий. Геологические данные необходимы для геотектонических исследований, геодинамических реконструкций, металлогенических исследований и при изучении проблем нефтегазоносности и т.д. Точно также данные о биоразнообразии континентальной флоры и фауны, экологии, экономике, демографии и трудовых ресурсах региона будут использованы для специализированных проектов по соответствующим проблематикам.

Следует подчеркнуть, что созданная система не является окончательной. Принцип открытых форматов подразумевает ее последующее наполнение. По сути де-

ла – это каркас, позволяющий постоянно добавлять новые данные. Главные задачи по расширению электронного атласа, которые предполагается решить в ближайшее время это: 1) создание и включение в него гипертекстовых страниц с характеристикой геологических объектов, флоры и фауны; 2) расширение иллюстративной части, за счет добавления цифровых изображений объектов; 3) добавление новых тематических слоев и дополнительное наполнение уже имеющихся.

Благодарности

Авторы считают своим долгом с благодарностью вспомнить академика К.В. Симакова, который был инициатором и первым руководителем данного проекта. В векторизации материалов и создании атрибутивных таблиц принимали участие: А.В. Троицкий, Г.И. Чебыкина, Н.А. Орловская, А.А. Москалев, И.С. Голубенко. Проект поддержан грантами по программе фундаментальных исследований Отделения наук о Земле РАН «Фундаментальные проблемы геологии нефти и газа и развитие нефтегазового комплекса России», а также грантами Дальневосточного отделения РАН.

Литература

1. Введение в геоинформационные системы: Учебное пособие / под ред. К.В. Симакова – Магадан: СВНЦ ДВО РАН, 2003. 145 с.
2. *Вознесенский С.Д., Огородов В.А., Маннафов Н.Г. и др.* Объяснительная записка к геологической карте и карте полезных ископаемых Охотско-Колымского региона масштаба 1:500000 в 4-х книгах. Магадан. 1999.
3. *Ворошин С.В., Мельник В.Г., Зинкевич А.С.* Региональные геоинформационные системы по геологии и полезным ископаемым в Магаданской области. ARCREVIEW, ООО Дата+. 2000. №3 (14). С. 7.
4. Геологическая карта Северо-Востока СССР. Масштаб 1:1500000. Главный редактор М.Е.Городинский. 1980.
5. Каталог морских и пресноводных рыб северной части Охотского моря / В.В. Федоров, И.А. Черешнев, М.В. Назаркин, А.В. Шестаков, В.В. Волобуев – Владивосток: Дальнаука, 2003. – 204 с.
6. Красная книга Севера Дальнего Востока России / под ред. А.Я. Кондратьева. Москва: ТОО «Пента», 1998. – 292 с.
7. Наземные позвоночные Северо-Востока России: каталог-справочник / А.В. Андреев, Н.Е. Докучаев, А.В. Кречмар, Ф.Б. Чернявский; ИБПС ДВО РАН. – Магадан: СВНЦ ДВО РАН, 2005. – 315 с.
8. Позвоночные животные Северо-Востока России / Владивосток: Дальнаука, 1996. – 308 с.
9. Прибрежные рыбы северной части Охотского моря / И.А. Черешнев, В.В. Волобуев, И.Е. Хованский, А.В. Шестаков. – Владивосток: Дальнаука, 2001. – 197 с.
10. Север Дальнего Востока / под ред. акад. Н.А. Шило. М.: Наука, 1970. – 488 с.
11. *Greninger M.L., Klemperer S.L., Nokleberg W.J.* Geographic Information System (GIS) Compilation of Geophysical, Geologic, and Tectonic Data for the Circum-North Pacific // U.S. Geological Survey Open-File Report 99-422, Version 1.0. 1999.
12. *Nokleberg W.J., West T.D., Dawson K.M. et al.* Summary terrane, mineral deposit, and metallogenic belt maps of the Russian Far East, Alaska, and the Canadian Cordillera // U.S. Geological Survey Open-File Report 98-136. 1998.
13. *Voroshin S.V., Melnik V.G., Zinkevich A.S.* Development of geological GIS in Magadan Region / Proceedings of the Interim IAGOD Conference. Vladivostok. Russia. 1–20 September 2004. Metallogeny of the Pacific Northwest: Tectonics, Magmatism and Metallogeny of Active Continental Margins / Vladivostok: Dalnauka. 2004. P. 612–615.

НАПРАВЛЕНИЕ IV

**Вопросы теории
геофизических методов
поисков и разведки
нефтегазовых
месторождений**

ЛОКАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ В НЕФТЕГАЗОВЫХ БАССЕЙНАХ И ИХ СВЯЗЬ СО СКОПЛЕНИЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

*И.А. Володин, М.В. Багдасарова, Э.Р. Казанкова,
Н.В. Корнилова, И.Я. Чеботарева, Б.Н. Чигарев*

Институт проблем нефти и газа РАН
Volodin@ipng.ru

В работе дается научное обоснование возможности создания новых пассивных геофизических методов разведки месторождений нефти и газа, основанных на регистрации эмиссионного и рассеянного сейсмоакустического излучения из залежей УВ. Построенные нелинейные физико-математические модели [1, 2] являются основой комплексирования геофизических методов при поиске, доразведке и изучении строения и свойств залежей УВ.

Моделью локального представления геологической среды является гетерогенная система – неоднородная термодинамическая система, состоящая из различных по физическим свойствам или химическому составу частей, фаз, которые отделены друг от друга физическими поверхностями раздела. Таково свойство геологической среды на всех глубинах с различными размерами и физическими свойствами кластеров. Нелинейная динамика геосреды в математической модели описывается на основе теории микронеоднородных сред, для которых масштаб неоднородностей мал по сравнению с длиной волны поля возмущений, число неоднородностей на длине волны велико, а их распределение достаточно равномерно. Например, среда состоит из минеральных частиц, зерен, сцементированных в матрицу с порами и трещинами, часто заполненными флюидами.

Движение среды сосредоточено на мягких элементах, в которых реализуются аномально высокие деформации, для которых значимыми являются нелинейные члены зависимости поля напряжений от деформации. Возрастание нелинейности происходит при уменьшении упругости мягкого звена и его концентрации по сравнению с жестким звеном.

В гетерогенной системе смежные фазы с фиксированными границами являются микрорезонаторами, в которых оседает доля энергии, проходящей через геосреду, с коэффициентом пропорциональности или структурным фактором α , зависящим от добротности резонаторов, то есть от скачков волновых сопротивлений на границах фазовых кластеров. В этом случае формируется дисперсия, которая связана, как правило, с задержкой фазы волн в микрорезонаторах. В модели вводится параметр α – структурный фактор, характеризующий резонаторные свойства геосреды на микроуровне ее организации. Рассматривается роль нелинейности в установлении макроскопического порядка, который назван пирамидой коллективных движений. Определяется масштабный фактор ε «фрактализации» движений – относительное изменение координат при переходе от одного масштаба к другому. Наличие фонового равновесия – важный фактор, удерживающий пирамиду коллективных движений от разрушения.

На основе применения метода многомасштабных разложений к коллективным явлениям в нелинейной динамике геологической среды показано, что если среда

находится в состоянии фазовой и частотной когерентности, возникает процесс многоуровневой, многомасштабной амплитудной модуляции, формирующий динамику геосреды на низких частотах. Динамика геосреды в математической модели описывается в терминах вектора смещения u , на основе которого дается описание всех параметров процессов.

Потенциальное рассеяние волн на волнах других диапазонов частот

Нелинейные сейсмоакустический каротаж в скважинах

На основе построенных моделей [2] показано, что в нелинейной динамике геосреды возникает рассеяние волн одного диапазона на потенциале, пропорциональном квадрату амплитуды или энергии волн другого частотного диапазона. Указанный эффект наблюдается в однородных нелинейных зонах с повышенной дисперсией – гетерогенных систем с многофазной структурой. Уравнение рассеяния ультразвука (УЗ) ψ на волнах огибающей A сейсмического диапазона частот при условии: $[\partial A(X)/\partial X]/A(X) \ll \lambda$, когда величина «импульса» поля сейсмического диапазона значительно меньше, чем ультразвукового, имеет вид:

$$\partial^2 \psi / \partial X_1^2 + [\lambda^2 + |A(X, T)|^2] \psi = 0. \quad (1)$$

Уравнение (1) формально совпадает с обычным уравнением Шредингера, которое описывает рассеяние УЗ-поля на энергии сейсмической волны, поэтому огибающая УЗ-поля описывает конфигурацию сейсмического возбуждения, проходящего в данный момент через точку приема. Описанный эффект является теоретической основой для нового направления нелинейного сейсмоакустического каротажа в скважинах. При ультразвуковых исследованиях в скважинах в промежутке времени между первыми вступлениями продольных и поперечных волн появляются колебания, амплитуда которых соизмерима с амплитудой продольных волн. Этот эффект возрастает как раз на тех типах пород, микроструктура которых соответствует существенным коэффициентам нелинейности геосреды, т. е. на породах развитой микротрещиноватости.

Модель рассеяния УЗ-волн описывает и формирование сейсмической волны от УЗ-источника. Скорость этой волны почти совпадает со скоростью ультразвука, поэтому ее гребень приходит в точку приема одновременно с первой УЗ-волной. Затем точка приема оказывается на склоне сейсмической волны и УЗ-шум начинает быстро нарастать в условиях резонансного усиления, достигая больших значений амплитуды. Расходящиеся от источника сейсмические волны образуют потенциальную яму, которая является резонатором для УЗ-волн. Далее сейсмическая волна «убегает», эффект исчезает и амплитуда УЗ-гармоник быстро спадает. Установлено, что при удалении точки приема от источника происходит смещение спектральной плотности УЗ-шума в низкие частоты. Описанная выше потенциальная яма, становится шире, так как ее радиус равен расстоянию от источника до точки приема, поэтому происходит общее смещение резонансных частот, основных носителей спектральной плотности шума, в низкочастотную часть спектра, что и наблюдается.

Таким образом, эффекты, описанные в [4] как аномальные, могут служить основой для нового метода нелинейного каротажа, так как он позволяет обнаруживать зоны типа коллекторов в высокой дисперсией и нелинейностью в разрезе

скважины. Амплитуда аномальной флуктуации акустического поля связана с пористостью и проницаемостью продуктивного пласта месторождения. Следует отметить, что параметры, определяемые этими методами, играют ключевую роль в динамике пластов и не определяются другими способами.

Комплексный анализ вариаций сейсмического шума и вариаций геофизических полей

Согласно модели нелинейной динамики геосреды при наличии определенных свойств нелинейности, которые характерны для флюидосодержащих пластов, происходит рассеяние сейсмических волн на медленных волнах деформаций геосреды, которые проявляют себя в вариациях геофизических полей в масштабе времени часы-сутки. Это позволяет комплексно интерпретировать разные типы геофизической информации для поисков и разведки залежей нефти и газа. Этот процесс рассеяния имеет место в зонах с повышенной дисперсией и поглощением, что характерно для флюидосодержащих пластов.

В работе [3] показано, что указанная задача рассеяния может быть эффективно рассмотрена на основе метода многомасштабных разложений с помощью асимптотического перехода от третьего к четвертому масштабу или порядку малости по параметру ε . Условие устойчивости [3] волновых пакетов третьего порядка – сейсмических волн (1 см; 0,1 сек, 10 Гц) – выражается в виде нелинейного уравнения Шредингера (НУШ):

$$\partial^2 A / \partial X^2 + \mu A^2 A^* = i \partial A / \partial T. \quad (2)$$

Условием устойчивости огибающей волн низкочастотного (НЧ) диапазона масштаба времени часы-сутки T_3 является нелинейным уравнением Кортевега-де-Фриза (КдФ), где осуществлена подстановка вместо квадрата амплитуды AA^* функции «потенциала в медленном времени» V :

$$\partial V / \partial T_3 + c_1 \partial^3 V / \partial X^3 + c_2 V \partial V / \partial X = 0. \quad (3)$$

Подстановка в уравнение (2) вместо выражения AA^* функции «потенциала в медленном времени» V и асимптотического выражения $A = \psi \exp(i \varepsilon T)$ дает уравнение:

$$\partial^2 \psi / \partial X^2 + V \psi = E \psi. \quad (4)$$

Известно [4], что собственные числа оператора L не зависят от времени, то есть они являются интегралами для уравнения КдФ. Пара уравнений (3–4) описывает рассеяние сейсмических волн на НЧ-поле, как на внешнем потенциале. Для произвольной функции ψ выражение $\partial \psi / \partial T_3 + A \psi$, где $A = 4 \partial^3 V / \partial X^3 - 3[V(\partial V / \partial X) + (\partial / \partial X)V]$, является собственной функцией оператора L и позволяет явно конструировать асимптотические функции сейсмического диапазона частот (десятки герц), являющихся результатом рассеяния на НЧ-поле.

Релаксацию сейсмического поля во времени НЧ-поля будем рассматривать в сейсмическом шуме, что позволяет по-новому подойти к описанию спектра сейсмического шума, особенно его регулярной составляющей. На основе описанного метода обратной задачи можно проводить измерения параметров поляризованного сейсмического шума для определения характеристик также поляризованного режима деформаций геосреды, задаваемого уравнением (4), то есть рассеяния сейсмических волн на НЧ-поле. Рассматриваются примеры движения плоской волны вдоль радиуса Земли.

Каждый солитон при построении многосолитонных решений уравнения КДФ точно соответствует одному собственному значению уравнения Шредингера, «энергии связанного состояния» волнового поля. В спектре сейсмического шума НЧ-солитону должна соответствовать спектральная линия. Простейшая конфигурация поля напряжений в НЧ-масштабе времени в случае периодически распределенного по разрезу поля деформаций описывается эллиптической функцией Вейерштрасса $\wp(x)$ комплексного переменного, двоякопериодической с вещественным и мнимым периодами. Спектр рассеяния сейсмического поля на этой функции представлен «однозонной» структурой, которая представлена в спектре одним «запрещенным» интервалом с фиксированными краями. Внутри этого интервала поле неустойчиво, поэтому на графике спектра (частота-амплитуда) он должен выглядеть сильно флуктуирующим провалом. Любое же периодически распределенное по разрезу НЧ-поле будет представлено в спектре сейсмического шума «многозонной» структурой, несколькими интервалами с фиксированными краями, внутри которых поле неустойчиво и сильно флуктуирует.

Модель показывает, при наличии диссипации в геосреде границы особой зоны спектра сейсмических волн медленно дрейфуют, причем скорость этого дрейфа пропорциональна параметру диссипации, что может быть зарегистрировано в режиме пассивного сейсмомониторинга. Согласно математической модели квазистабильную структуру шума можно совместить с данными по рассеянию сейсмических волн на НЧ-поле, которое определяется по вариациям геофизических параметров. Измерения во временном масштабе часы-сутки, проводимые на геодинамических полигонах на дневной поверхности [5], могут быть интерпретированы на основе построенной модели. Для уравнения КДФ, описывающего динамику процессов этого частотного диапазона, может быть сформулирована граничная задача на функцию $V(Y, T_r)$ с условиями, соответствующими измерениям как на дневной поверхности, так и на некоторых глубинах в скважинах. Измерения обычно проводятся в отдельных точках полигона, и для постановки математической задачи выбирается одна из них. В ней полагается $Y = 0$, где в качестве пространственной координаты Y будет рассматриваться глубина по разрезу скважины.

1. Длиннопериодные колебания дневной поверхности $L(T_r)$ соответствуют условию: $V(0, T_r) = L(T_r)^2$, то есть квадрату амплитуды поля смещений в данной точке.

2. Колебания гравитационного потенциала $G(T_r)$ определяются колебаниями плотности геосреды и в первом приближении пропорциональны изменению объема, тензору деформации. Следовательно, можно положить: $\text{const} \int V^{1/2}(Y, T_r) Y^{-1} dY = G(T_r)$. Графики изменений градиента вертикальных движений земной поверхности и изменчивости во времени гравитационного поля показывают, что периоды более высоких градиентов движений, как правило, характеризуются и более значительными вариациями гравитационного поля.

3. Динамику содержания гелия в скважинах (в частности, интенсивности его выхода на поверхность) $H(Y_k, T_r)$, где Y_k – глубина скважины, можно считать пропорциональной изменению пористости в верхних слоях Земной коры, которая происходит в результате колебаний геосреды, и которую, в свою очередь, также можно считать пропорциональной тензору деформации $\partial A / \partial Y$. Поэтому опять же в первом приближении можно положить: $[\partial V(Y_k, T_r) / \partial Y] / V(Y_k, T_r)^{1/2} = \text{const} H(Y_k, T_r)$.

Указанный набор измерений может быть интерпретирован в виде начальных и граничных условий для описания волнового поля НЧ-диапазона частот уравнением

КДФ, на котором рассеиваются сейсмические волны в зонах с повышенной дисперсией. Обработка полученных таким образом временных рядов, характеризующих состояние поля деформаций геосреды, проводится совместно с анализом сейсмического шума с использованием итерационной процедуры, соединяющей в себе несколько математических результатов: решение задачи на собственные значения (4), использование оператора A , а также баргмановских безотражательных потенциалов, соответствующих приближениям функции рассеяния дробно-линейными выражениями.

Регистрация в спектре сейсмического шума такой функциональной связи с НЧ-диапазоном частот является подтверждением существования зон с повышенной дисперсией и диссипацией. Это можно определить в результате пассивного комплексного геофизического мониторинга в двух частотных диапазонах. Построенная математическая модель позволяет проводить комплексную интерпретацию результатов экспериментальных исследований на геодинамических полигонах (длиннопериодные колебания дневной поверхности, колебания гравитационного потенциала, динамику содержания гелия в скважинах, а также измерения плотности нефти, извлекаемой из скважин) совместно с анализом спектра сейсмического шума.

Исследование граничной задачи для уравнения КДФ на ЭВМ показало наличие эффекта «перемежаемости», аналогичного тому, что наблюдается в процессах возврата Ферми-Паста-Улама. Периоды спокойной длинноволновой динамики сменяются короткими периодами квазисолитонной активности, после чего картина опять успокаивается до следующего очередного «взрыва». В геосреде формируется собственный ритм в режиме самовозбуждения, который может быть идентифицирован с наблюдаемыми на геодинамических полигонах флуктуациями геофизических параметров над нефтяными месторождениями.

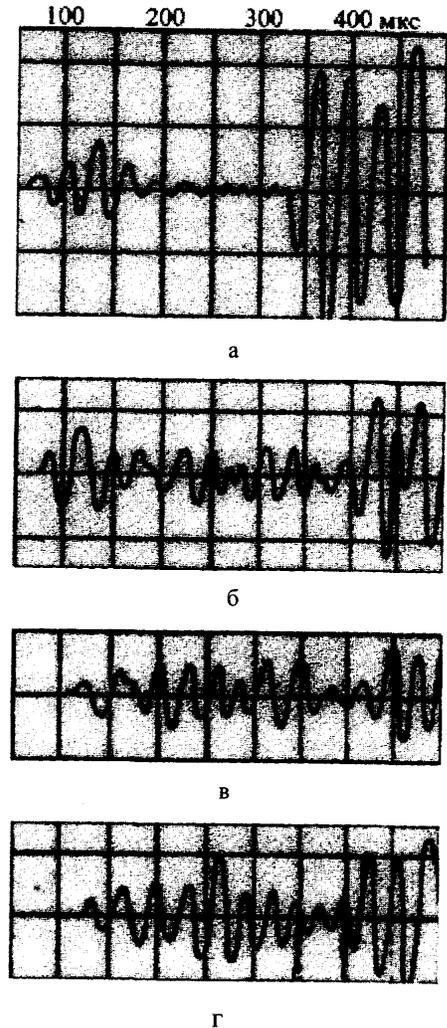


Рис. 1. Акустический каротаж (частота 25 кГц) одновозрастных известняков. Глубины 2500–2800 м, давление 300–350 атм. (по Логинову К.И.). Пористость (%), проницаемость (м/с): (а) – 1–2, 6250; (б) – 5–6; 5880; (в) – 8–10, 5620; (г) – 5260

Об использовании эмиссионной сейсмотомографии для доразведки месторождения нефти и газа и контроля состояния продуктивного пласта в процессе разработки

При движении флюидов в горном массиве по фильтрационным каналам, одним из условий появления и развития микротрещин в массиве, является распределение напряжений внутри пласта. Основной метода наблюдения напряженного состояния пласта и эволюции поля напряжений во время движения флюида может служить эмиссионная сейсмотомография [6], которая восстанавливает изображение источников сейсмического излучения, порождаемого активностью трещиноватой структуры, в виде «шумового» облака, оконтуривающего движущийся флюид.

В основе наблюдения напряженного состояния массива посредством сейсмического мониторинга лежит эффект сейсмической эмиссии – способность энергонасыщенной среды излучать слабый непрерывный сигнал из области структурных дефектов и концентрации напряжений. Восстановление 3-х мерного пространственного распределения источников эмиссионного излучения позволяет «визуализировать» положение структурных дефектов и связанных с ними зон концентрации напряжений. Изменение конфигурации «шумящего облака» во времени отражает процесс формирования раздробленной структуры и дает возможность контролировать состояние среды. Процесс релаксации напряженного состояния среды после возбуждения движением флюида сопровождается возрастанием уровня эмиссионного излучения и возможными сейсмическими событиями по аналогии с авершоками землетрясений, только на более высоких частотах. При этом активизированные сейсмические источники позволяют оценить границы зоны эмиссии, а также как перераспределяется закачиваемый флюид внутри среды. Резонансные пики спектра мощности излучения несут информацию о распределении образовавшихся трещин по линейным размерам. При увеличении локальных напряжений происходит смещение максимума спектра эмиссионного эндогенного излучения в сторону низких частот, что дает возможность отслеживать локальные изменения напряженного состояния по изменению спектральных характеристик.

Метод позволяет локализовать источники активного эмиссионного излучения и области рассеяния сейсмических волн, оценить интенсивность и спектр излучения. В качестве входных данных используются записи сейсмического шума. Волновое поле регистрируется на поверхности или в скважинах площадной или трехмерной группой сейсмических приемников. Метод выгодно отличается от традиционных сейсмических методов локации глубинных источников и зон рассеяния тем, что не требует определения времени вступления волновых фаз, что позволяет локализовать одновременно действующие и интерферирующие источники, а также шумоподобные источники, не имеющие четких вступлений, а также посредством обращения волнового поля, позволяет локализовать области рассеянного и активного излучения внутри среды. В результате обработки сейсмических данных получается 3-мерное изображение источников эмиссионного и рассеянного излучения с оценкой интенсивности эндогенного сигнала и его спектра.

Различаются 4 типа излучаемых геологической средой микросейсм: продольные и поперечные волны, эмиссионного излучения и рассеиваемых на неоднородностях проходящих через геосреду волн. Физические механизмы генерации четырех типов волн связаны с процессами различной природы в пласте. Резуль-

таты обработки данных представляются виде последовательности эмиссионных изображений среды для горизонтальных сечений на разных глубинах в разные отрезки времени, как показано на рис. 2. Такие срезы строятся по дискретному набору глубин из интервала, охватывающего резервуар. Далее с помощью компьютерной 3D-графики из набора таких срезов строится объемное изображение излучающих зон с указанием плотности или амплитуды излучения.

Для устранения паразитических бликов в изображении, т. е. для подавления боковых лепестков диаграммы направленности сейсмической антенны, необходимо использовать нерегулярную равномерную площадную расстановку сейсмических приемников. Чувствительность системы, т.е. усиление отношения сигнал/помеха, возрастает пропорционально числу точек регистрации. Необходимо использовать не менее 20–25 приемных сейсмических станций. Линейный размер приемной группы (апертура) определяет разрешенность метода. Апертура должна составлять 1,5–2,0-кратности предполагаемой глубины флюидосодержащего пласта.

Использование трехкомпонентной регистрации позволяет принципиально улучшить качество интерпретации результатов. Подавляется регулярная помеха, способная создавать ложные изображения при однокомпонентном приеме в виде волн с другой поляризацией. Появляется возможность анализа шумящих источников отдельно в продольных и поперечных волнах, т.е. возможность раздельного анализа процессов, связанных с флуктуацией давления (например, во флюиде в процессе закачки) и сдвиговых смещений (например, по бортам трещин). При реальном изучении фонового состояния среды в течение 5–10 дней проводится регистрация сейсмического фона сейсмической группой трехкомпонентных станций длительностью 1 час 2 раза в сутки в самое «тихое» ночное время (32–03 часов) и в активное дневное (11–15 часов), а также непрерывная регистрация наклономера.

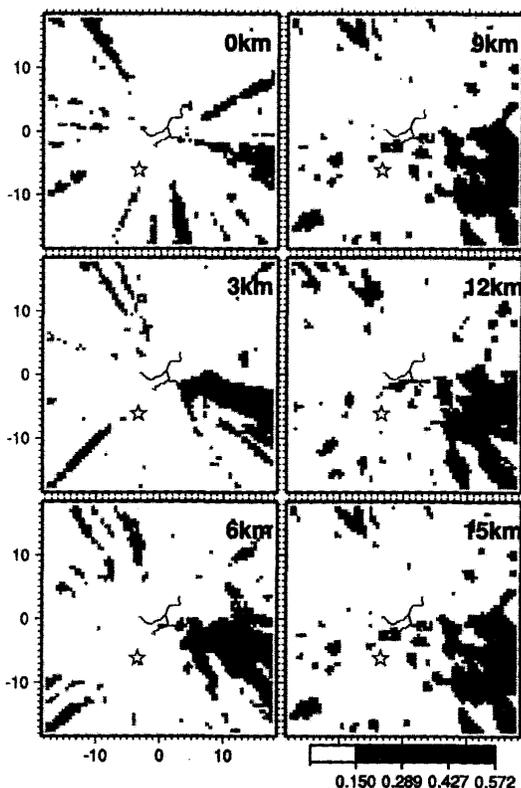


Рис. 2. Пример последовательности эмиссионных образов среды для сечений на разных глубинах в определенный отрезок времени, полученных для района о. Хонсю, Япония. Цветовая тоновая шкала показывает яркость источника в процентном отношении к мощности поверхностного диффузионного шума. Глубина фокусировки указана цифрами, а фигура в центре каждого изображения показывает конфигурацию приемной группы

Новый метод анализа динамического состояния геофизической среды применялся к исследованию записей микросейсмического шума и коды местных землетрясений на территории Ирана. Он может применяться в целях краткосрочного прогноза опасных динамических явлений в процессе разработки месторождения. Исследования с привлечением представлений о детерминированном хаосе для описания неравновесных открытых систем, какой является геофизическая среда, установили, что для «нормальной» динамики необходима определенная «норма хаотизации». Внешнее воздействие изменяет степень хаотизации состояния системы. Эффективность внешнего воздействия оценивается по динамике возврата степени хаотизации к норме. Используется критерий оценки относительной упорядоченности, основанный на S-теореме Климонтовича – так называемый S-критерий, в котором мерой упорядоченности двух состояний является разность энтропий, перенормированных таким образом, чтобы средние энергии состояний были одинаковыми. Он эффективен как при анализе регулярных колебаний, так и шумоподобных. Для его реализации не требуется длинных временных рядов, достаточно 250–500 точек.

Разработаны алгоритмы анализа сейсмических полей, проведена аттестация программ и алгоритмов численным моделированием на моделях нелинейных динамических систем с переменным управляющим параметром (отображения Фейгенбаума) и на их основе был проведен анализ эволюции состояния среды в сейсмоактивном регионе по записям шума и коды местных землетрясений. В качестве функции распределения использовался спектр мощности анализируемых временных рядов. Полевые наблюдения длились чуть более трех месяцев, в конце периода наблюдений произошло мощное землетрясение с магнитудой M 6.3 на расстоянии около 130 км от места наблюдений. Регистрация велась в полосе частот 0,1–25 Гц.

Сейсмический шум и коды волны местных землетрясений являются шумоподобными полями, но имеют различные механизмы генерации и различаются по уровню амплитуд на несколько порядков. Для них отдельно определялись хаотизированные выборки, рассчитывались значения меры относительной упорядоченности, проводилось медианное усреднение внутри интервала 1 день отдельно для коды и сейсмического шума. Оказалось, что временной ход кривых перенормированной энтропии для разных точек одинаков, но имеет аддитивное смещение. Изменения во времени S-критерия для сейсмического шума и «средней» коды практически повторяют друг друга и хорошо согласуются с временным ходом кривой сейсмичности, повторяя ее детали. Это говорит о наличии масштабной инвариантности динамики процессов, что именно области сейсмической эмиссии, которые являются динамически неустойчивыми зонами, через которые происходит релаксация запасенной средой энергии, определяют динамический режим среды, проявляющийся в параметрах шумоподобных волновых полей.

В лабораторных исследованиях было установлено, что флуктуации давления в геосреде являются источниками сейсмоакустической эмиссии, внешней силы, порождающей собственные колебания геосреды. Дифференциальное уравнение для спектральной плотности сейсмоакустической эмиссии S , то есть собственно низкочастотного «теплового» излучения продуктивного пласта разрабатываемого месторождения нефти и газа, можно описывать уравнением «низкочастотной теплопроводности»:

$$\partial S(x,y,t)/\partial t - \partial/\partial x [\gamma h \partial S(x,y,t)/\partial x] - \partial/\partial y [\gamma h \partial S(x,y,t)/\partial y] = b p(x,y,t) \quad (5)$$

где γ – «волновая проводимость» пласта, средне взвешенная по частотам эмиссионного спектра, входящим в спектральную плотность, величина, обратная волновому сопротивлению, b – коэффициент перехода флуктуации давления в пласте, то есть его отклонения от равновесного состояния, в энергию сейсмоакустической эмиссии, который при лабораторных исследованиях на сухих образцах горной породы оказался близким к единице.

Используя уравнение двумерной нестационарной фильтрации в нефтяном пласте:

$$\begin{aligned} \partial/\partial x [(khp/\mu)\partial p(x,y,t)/\partial x] + \partial/\partial y [(khp/\mu)\partial p(x,y,t)/\partial y] - \\ - \rho h \partial p(x,y,t)/\partial t = 2p\Sigma q_i(t) \delta_i, \end{aligned} \quad (6)$$

где $i = 1, \dots, n$ – номера скважин с координатами (x_i, y_i) , $\delta_i = \delta(x-x_i, y-y_i)$, где δ – функции Дирака в точках скважин, $q_i(t)$ – дебиты скважин, h – мощность пласта, k – проницаемость, исключаем давление p из уравнения (6) и получаем уравнение для эмиссионного излучения:

$$\begin{aligned} \{\partial/\partial x [(khp/\mu)\partial/\partial x] + \partial/\partial y [(khp/\mu)\partial/\partial y] - \rho\partial/\partial t\} \cdot \\ \{\partial/\partial t - \partial/\partial x [\gamma h \partial/\partial x] - \partial/\partial y [\gamma h \partial/\partial y]\} S(x,y,t) = 2bp_{ат} q(x,y,t) \end{aligned} \quad (7)$$

Полагаем, что функции p , S и C равны нулю на границе залежи. Уравнение (7), описывающее динамику поля эмиссии, можно «расщепить» на два уравнения, считая, что низкие производные играют роль вблизи источников, а высокие производные – вдали от них. В результате получаются два уравнения. Уравнение для «ближней зоны» вокруг скважины имеет вид:

$$\partial^2 S(x,y,t)/\partial t^2 - (\gamma + k/\mu)\partial/\partial t (\partial^2/\partial x^2 + \partial^2/\partial y^2) S(x,y,t) = (2p/\rho h) q_i(t) \delta_i; \quad (8)$$

Метод сейсмотомографии на месторождении позволяет наблюдать интенсивность эмиссии, то есть функцию $S(x, y, t)$ в режиме реального времени. Взяв в уравнении (8) интеграл по времени на интервале оптимизации (t_0, t) от обеих частей уравнения, получим аналог уравнения теплопроводности для спектральной плотности эмиссии в прискважинной зоне:

$$\partial S(x,y,t)/\partial t - (\gamma + k/\mu)(\partial^2/\partial x^2 + \partial^2/\partial y^2) S(x,y,t) = (2p_{ат}/\rho h) Q_i(t) \delta_i, \quad (9)$$

где $Q_i(t)$ – накопленный дебит на этот период времени. Считая, что распределение эмиссии вблизи скважины обладает свойством круговой симметрии, получаем решение в прискважинной зоне:

$$S(r,t) = [p_{ат} Q_i(t)/2\pi(\gamma + k/\mu) \rho h] \exp \{-r^2/4t(\gamma + k/\mu)\}. \quad (10)$$

Введем параметр $2\pi S(r,t)/p_{ат} Q_i(t) = a_i(r)$, который можно назвать удельной сейсмической эмиссией на окружности радиуса r вокруг скважины на единицу добываемого продукта. Метод сейсмотомографии позволяет определить функцию $S(r, t)$ в режиме реального времени и для всех радиусов r . Тогда из формулы (10) подстановкой параметра можно получить выражение для волновой проводимости, коэффициента уравнения (5) в окрестности i -й скважины:

$\gamma_i = \langle 1/\rho h a_i(r) - r^2/4t \rangle - k/\mu$, где $\langle \rangle$ – осреднение по радиусам и интервалу времени наблюдения. Определив, таким образом, волновую проводимость для всех скважин, получим приближенную функцию $\gamma(x, y)$ на площади продуктивного пласта месторождения.

Уравнение для межскважинного пространства продуктивного пласта имеет вид бигармонического уравнения – квазистатического упругого равновесия пласта с точечными воздействиями «сил» в местах скважин:

$$\begin{aligned} & \{ \partial/\partial x [kh\partial/\partial x] + \partial/\partial y [kh\partial/\partial y] \} \{ \partial/\partial x [\gamma h\partial/\partial x] + \partial/\partial y [\gamma h\partial/\partial y] \} S(x,y,t) = \\ & = - (2\rho\mu/\rho) \Sigma q_i(t) \delta_i \end{aligned} \quad (11)$$

Используя данные сейсмотомографии, а также решая описанную обратную задачу, можно найти коэффициенты уравнений для сейсмической эмиссии в пласте для последующего эффективного мониторинга процесса разработки.

О структуре поля напряжений, или геодинамического поля

Геологическая среда в состоянии неустойчивого равновесия, для которого как раз характерны состояния нелинейности и нелокального равновесия, способна сильно реагировать на слабые энергетические воздействия, приводя в движение комплекс процессов, связанных с перераспределением полей напряжений и физико-химических превращений вещества, а также динамикой флюидов, их миграции, геодинамического отжатия, перетока и локализации. Для таких процессов и возможно применение описанной математической модели. Поток энергии в геодинамическом масштабе времени соответствует пятому порядку теории возмущений и имеет характерные размеры ≈ 100 метров, ≈ 10 лет. Устойчивые волновые пакеты геодинамического поля в динамике продольных возмущений геосреды описываются модифицированным НУШ (мНУШ):

$$i\partial A/\partial T + \partial^2 A/\partial X^2 + c(AA^*)^2 A = 0 \quad (12)$$

Решения соответствующего стационарного уравнения мНУШ получаются обращение абелевых интегралов: $X = \int [P(A)]^{-1/2} \partial A$, где $P(A)$ – полином шестого порядка с четными степенями переменной A , то есть существуют два асимптотически устойчивых состояния геодинамического поля. Эти решения имеют по три комплексных периода, из них, по крайней мере, один – вещественный. Наличие такой вертикальной периодичности можно увидеть на примерах [7].

Невская геологическая структура (и одноименное подземное хранилище газа) находится в условиях преобладания сдвиговых деформаций и вертикальных колебаний. Природное равновесие среды нарушено циклическим режимом хранилища, изменяющего объем трещинного и порового пространства, внутрипластового давление. Сложные распределения напряжений приводят к зональному разуплотнению горных пород, сверхгидростатическим давлениям, нарушению природного баланса напряжений в зоне коллектора и в окружающей среде. Происходит снижение прочностных свойств горных пород, существенное уплотнение или разуплотнение коллектора, изменение сжимаемости, пористости, проницаемости, трещинообразование. К периодически распределенным уровням глубин 970, 650, и 320 м, соответствующие периодическому решению математической модели, приурочены ослабленные проницаемые зоны, благоприятные для аккумуляции газа, характеризующиеся повышенной пористостью и проницаемостью (рис. 3).

К этим же глубинам приурочены локальные геодинамические неустойчивые участки, в которых происходит изменение литологического состава пород, отжима и перетока газа не только по латерали, но и по вертикали. Такие участки также могут быть описаны в рамках математической модели.

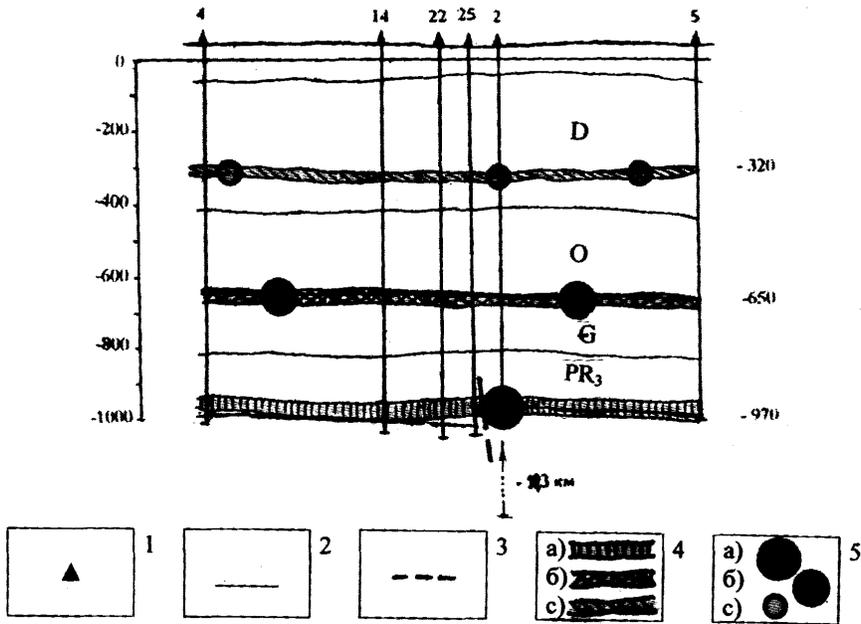


Рис. 3. Схематический геологический профиль через Невскую структуру: 1 – скважины; 2 – стратиграфические границы; 3 – линия разлома; 4 – уровни благоприятные для скопления газа, на глубинах: а – 970 м., б – 650 м., с – 320 м.; 5 – участки геодинамической неустойчивости, на глубине: а – 970 м., б – 650 м., с – 320 м

В литосфере формируются каналы геодинамического поля, в которых, в зависимости от свойств среды, возникает либо режим самофокусировки геодинамического поля (в уравнении 15 $c > 0$), создающей механизм сжатия в его окрестности, либо расфокусировки ($c < 0$) геодинамического поля, создающей механизм растяжения. Анализ уравнений мНУШ говорит о неустойчивости потока энергии геодинамического поля. Именно вдоль трасс поля возникают зоны коллапсов [1], то есть очаги концентрации поля напряжений. Следствием этого может быть разуплотнение пород и возникновение аномальной проницаемости из-за процесса дилатансии. Интеграл энергии поля $H = \int [|A_x|^2 - (1/3)c|A|^6] dX$ отрицателен при $\int |A_x|^2 dX < \int (1/3)c|A|^6 dX$. В этом случае ширина геодинамического импульса:

$$I = \int |A|^2 X^2 dX = 4HT^2 + C_1T + C_2, \quad (13)$$

при положительном начальном значении при некотором времени T обязательно обратится в ноль (C_1 и C_2 – постоянные интегрирования уравнения $\partial^2 I / \partial T^2 = 4H$). Происходит коллапс волнового пакета, образуется зона аномально высокой концентрации геодинамической энергии, давления. В зонах растяжения возникает механизм коллапса, приводящий к формированию зон разуплотнения, являющихся следствием процессов дилатансии, причем такие зоны располагаются в упорядоченной последовательности на трассе потока.

В зонах сжатия при аксиально-симметричном поле возмущений геосреды при интенсивности, превышающей критическое, имеет конечный ряд максимумов. Число этих максимумов и их расположение на оси потока зависит от значения интенсивности и через каждый максимум протекает доля от его мощности. Эти

выводы свидетельствуют о неоднородном распределении геодинамической энергии вдоль потока и возможности концентрации геодинамического поля в отдельных очагах, положение которых, правда, может меняться при изменении интенсивности источника. В зонах сжатия также возникает так называемый «сильный» коллапс, который характеризуется выделением избыточной ненулевой энергии в малой окрестности сингулярности. Возможной иллюстрацией такого динамического режима является наличие очага сейсмического события.

Заметим, что описанный коллапс развивается в геологическом масштабе времени. Автомодельные и асимптотические решения в его окрестности оказываются неустойчивыми, что свидетельствует о сложной динамике в быстром времени, в частности, появление автоколебательных режимов. Кроме того, внедрение флюида в образующиеся таким образом очаги дилатансии оказывает параметрическое воздействие на режим коллапса, резко меняя его характеристики, что является предметом отдельных исследований.

Литература

1. Володин И.А. Нелинейная динамика геологической среды. – М.: ГУП «ВИМИ», 1999. – 230 с.
2. Володин И.А. Нелинейность и многомасштабность в сейсмоакустике // Сб. «Проблемы геофизики 21 века», Серия: «Проблемы нелинейной геофизики», ч. 2. М.: Наука. 2003, с. 6–24.
3. Володин И.А., Дмитриев В.Г., Макаров С.Б., Сергеев В.И., Сергеева Е.А. Формирование нелинейных сигналов с заданным типом нелинейности // М. Радиотехника. «Нелинейный мир». Ч. 1. Нелинейная радиолокация. Т. 2. №5–6, 2004, с. 367–375.
4. Захаров В.Е., Манаков С.В., Новиков С.П., Питаевский Л.П. Теория солитонов: Метод обратной задачи. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1980. – 320 с.
5. Багдасарова М.В. Современные гидротермальные системы и их связь с формированием месторождений нефти и газа. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности, М. «Наука», 2000 г.: С. 100–115.
6. Чеботарева И.Я., Николаев А.В. Исследование неоднородностей Земной коры кодаволнами землетрясений // М.: Доклады АН. 1999. Т. 364, №6. – С. 816–820.
7. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Геоэкологические проблемы Невского подземного хранилища газа // Тезисы докладов. XVI Губкинские чтения «Развитие нефтегазовой геологии – основа укрепления минерально-сырьевой базы». – М. 2002, с. 61–62.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В ТРЕХМЕРНЫХ МОДЕЛЯХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

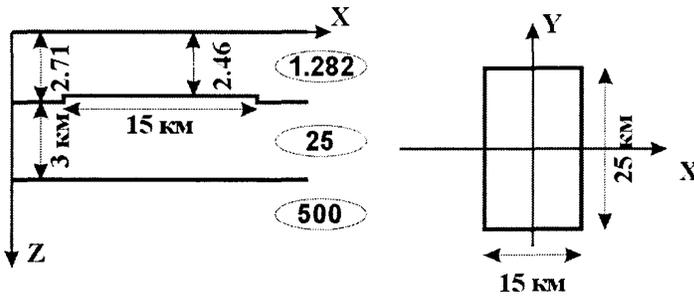
*В.В. Спичак¹, Э.Б. Файнберг¹, Д.Б. Авдеев¹,
А.А. Бобачев¹, Р.Ф. Логунович²*

¹ Центр геоэлектромагнитных исследований ИФЗ РАН,

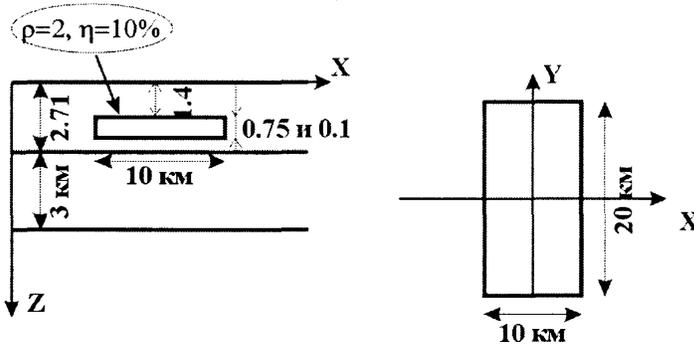
² Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова
v.spichak@g23.relcom.ru

В широком комплексе экспериментальных работ, направленных на изучение естественных и вызванных сейсмических, деформационных и флюидодинамических процессов в продуктивной толще и вмещающих породах, а также в верхней части разреза, значительное место уделяется геофизическому комплексу, включая методы электромагнитной диагностики контролируемого объекта.

Модель G



Модель V



Модель VG

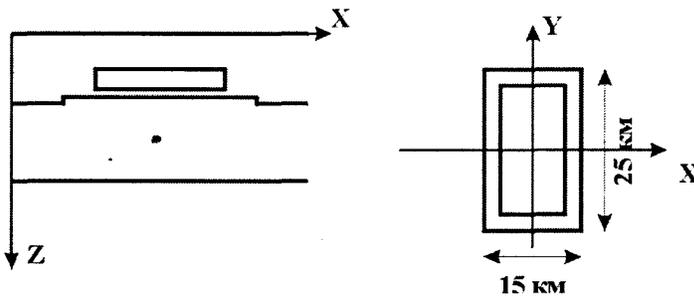


Рис. 1. Схематичные геоэлектрические модели, описывающие типовые модели залежей УВ: G – трехслойная среда с поднятием мощностью 100 м во втором слое; V – трехслойная среда со слабоконтрастной высокоомной неоднородностью в первом слое, кроме того, эта неоднородность обладает достаточно высокой поляризуемостью (10%); VG – объединение моделей V и G. Слева изображены вертикальные разрезы сопротивления, а справа – горизонтальные

Многолетний опыт проведения электроразведочных исследований на известных нефтегазовых месторождениях, физическое и математическое моделирование свидетельствуют о существовании аномалий электрических свойств разреза,

соответствующим как самим залежам нефти и газа, так и зонам воздействия УВ на вмещающие и перекрывающие породы.

Задачей проведенных исследований являлось выяснение возможностей электромагнитного зондирования по пространственному картированию месторождений углеводородов. Поставленная задача решалась с помощью компьютерного моделирования электромагнитных полей в геоэлектрических моделях характерных месторождений в рамках следующих методов ЭМ зондирования: дипольное зондирование; зондирование методом переходных процессов; зондирование на постоянном токе; магнитотеллурическое зондирование.

Ниже мы рассмотрим результаты проведенных исследований и сделаем выводы о наиболее эффективных способах электромагнитного картирования залежей УВ.

Расчет поля постоянного тока для трехмерных моделей залежей УВ

Рассмотрим серию типовых трехмерных геоэлектрических моделей залежей УВ (рис. 1), описывающих основные особенности Ачакского газоконденсатного месторождения в Туркмении [10], Тэбукского месторождения в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [11], месторождений в Западной Сибири, Прикаспии и других регионах.

Численные расчеты для методик зондирования и профилирования были выполнены с помощью программы «le3r1», разработанной на кафедре геофизики геологического факультета МГУ [3]. Схемы установок показаны на рис. 2.

Профилирование: дипольная осевая



Зондирование: трех электродная

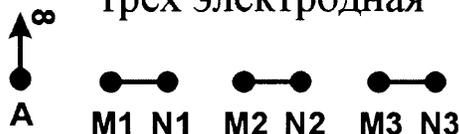


Рис. 2. Используемые при моделировании электроразведочные установки

При профилировании использовалась дипольная осевая установка. Длина приемного и питающего диполя – 500 м, расстояние между центрами диполей – 4 км. Выбранная электроразведочная установка обладает максимальной разрешающей способностью. Используемый разнос имеет глубинность примерно 1,5 км, что соответствует решаемой задаче. Профили были расположены поперек неоднородностей (вдоль оси X) по сети 500×500 м. Результаты профилирования представлены на рис. 3, из которого видно, что изолинии кажущегося сопротивления и кажущейся поляризуемости достаточно уверенно оконтуривают залежь во всех трех моделях.

Для зондирований использовалась трехэлектродная установка с неподвижным питающим электродом (точечные зондирования). Такую методику наиболее удобно использовать при глубинных зондированиях на постоянном токе. Для всех моделей были рассчитаны кривые ВЭЗ-ВП для одного положения питающего электрода ($X = -8, Y = 0$). Разносы располагались вдоль оси X и пересекали изучаемую неоднородность. Результаты представлены на рис. 4. Аналогично был проведен расчет для разрезов кажущегося сопротивления (рис. 5).

Каж. сопротивление (модель G), Ом.м

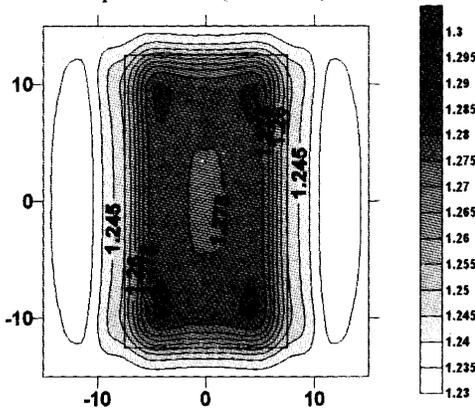
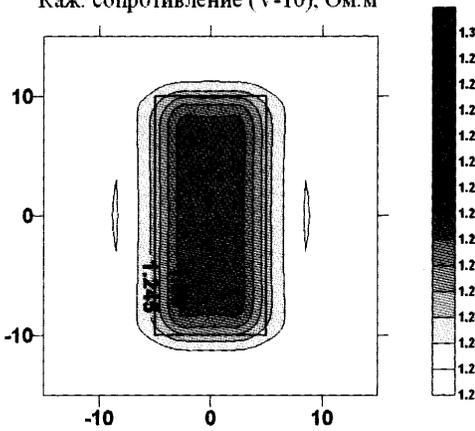


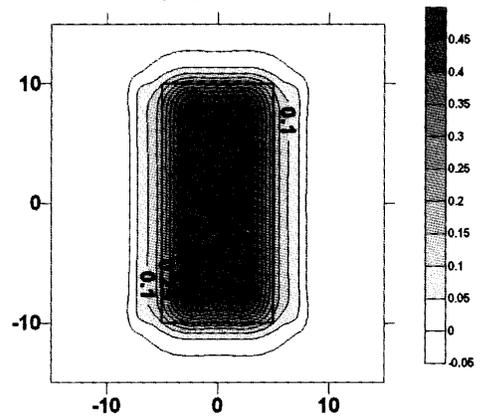
Рис. 3. Профилирование в моделях G(a), V-10(б), VG-10(в).

а

Каж. сопротивление (V-10), Ом.м

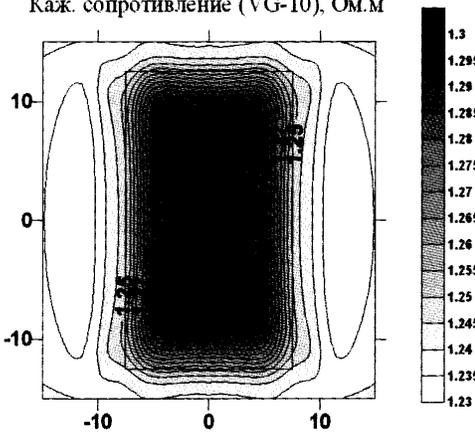


Каж. поляризуемость (V-10), %

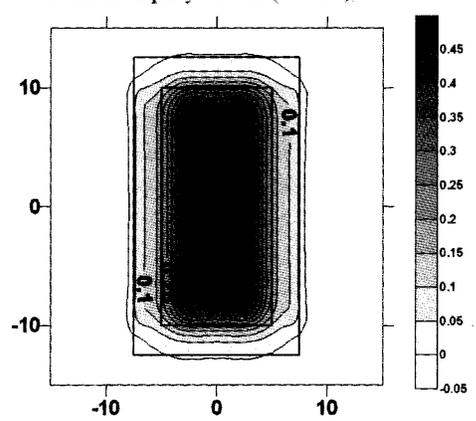


б

Каж. сопротивление (VG-10), Ом.м



Каж. поляризуемость (VG-10), %



в

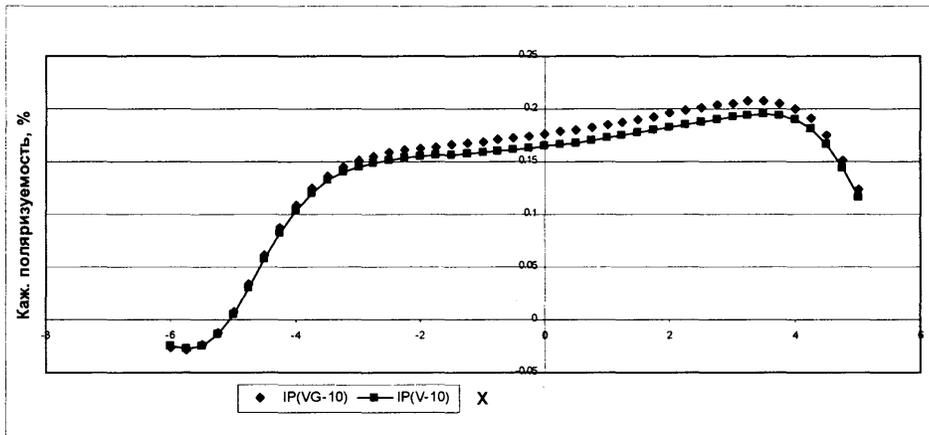
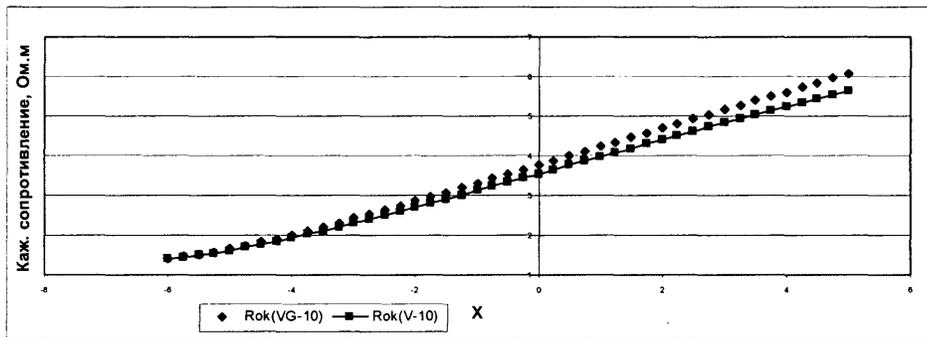


Рис. 4. Результаты зондирования. Используемая точка записи – центр приемного диполя

Анализ полученных результатов численного моделирования позволяет сделать вывод о том, что горизонтальные размеры залежи УВ даже при ее мощности 100 м определяются достаточно уверенно (по картам изолиний как кажущегося сопротивления, так и кажущейся поляризуемости), в то время как разрешение вертикального размера залежи с помощью этого метода оказывается недостаточным.

Расчет функций отклика контролируемых источников

Рассмотрим разрешающую способность дипольного индукционного зондирования с помощью точечных контролируемых источников. Модель V, изображенная на рис. 1б, возбуждается горизонтальным электрическим или вертикальным магнитным диполем, расположенным на дневной поверхности непосредственно над центром залежи. В случае электрического диполя его момент ориентирован вдоль оси y (т.е. вдоль короткой стороны аномалии).

ЭМ поля рассчитывались на дневной поверхности непосредственно над вставкой на периодах $T = 5, 10, 15, 20, 25$ и 30 с. Для расчетов использовалась программа, основанная на решении интегрального уравнения рассеяния модифицированного итерационно-диссипативного метода [19]. Поскольку рассчитываемые переходные функции не должны зависеть от амплитуды источника, расчет

ЭМ полей выполнялся для источника с единичным моментом. Результаты представлены в виде нормированных компонент электрического и магнитного полей. Нормировка проводилась на нормальные поля (поля того же самого источника, но в отсутствие проводящей вставки).

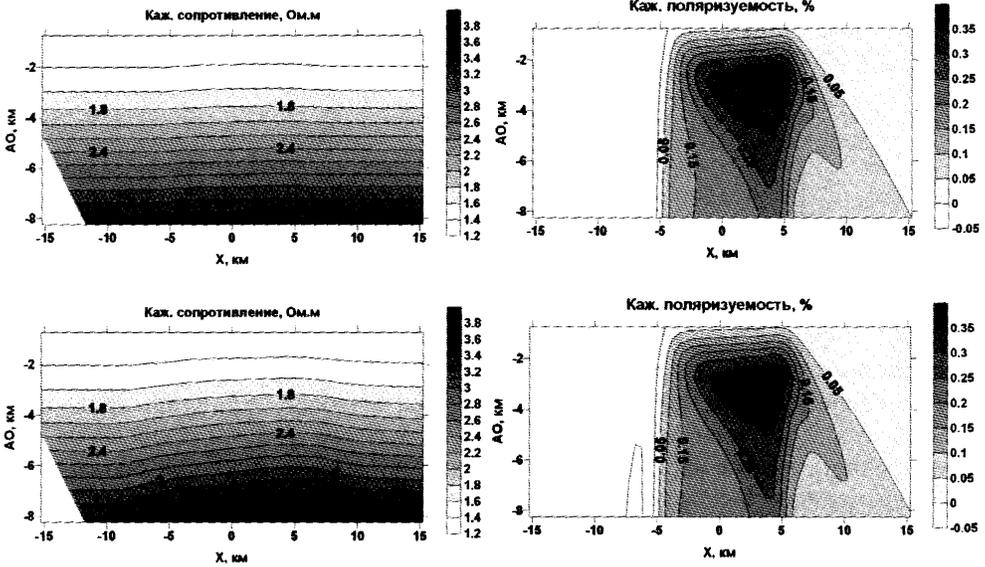


Рис. 5. Псевдоразрезы кажущегося сопротивления и поляризуемости в моделях V-10(а) и VG-10(б)

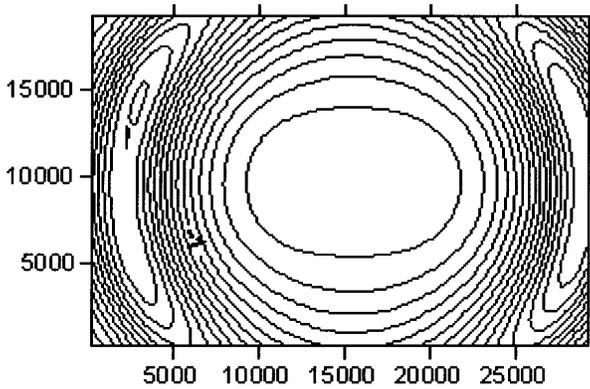


Рис. 6. Карта изолиний фазы вертикального магнитного поля на периоде $T = 10$ с при возбуждении поля электрическим диполем

На рис. 6 изображена карта изолиний фазы вертикального магнитного поля на поверхности земли при возбуждении поля электрическим диполем на периоде $T = 10$ с.

Из рисунка хорошо видно, что горизонтальные границы аномалии довольно хорошо оконтуриваются визуально, хотя амплитуда аномального поля недостаточна для уверенного картирования залежи.

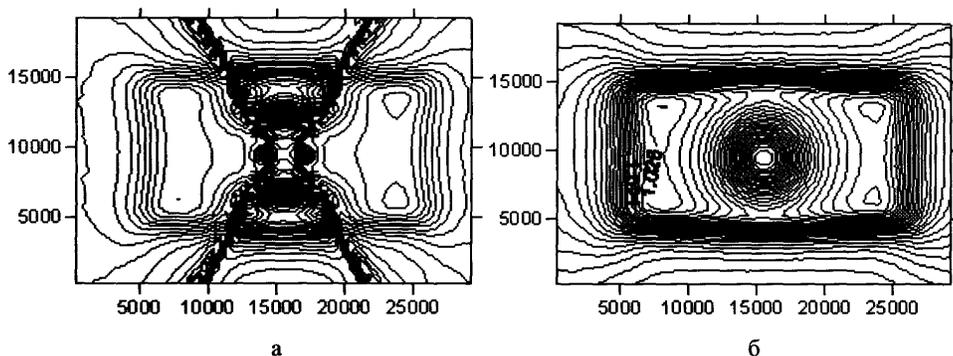


Рис. 7. Карты изолиний кажущегося сопротивления при возбуждении поля на периоде $T = 20$ с: горизонтальным электрическим диполем (а) и вертикальным магнитным диполем (б)

Более уверенно горизонтальные границы определяются по картам изолиний кажущегося сопротивления (рис. 7). На рис. 7 изображены карты изолиний кажущегося сопротивления: при возбуждении поля на периоде $T = 20$ с горизонтальным электрическим диполем (а) и вертикальным магнитным диполем (б). В обоих случаях границы залежи определяются достаточно уверенно, хотя при обоих типах возбуждения поля наблюдаемая на поверхности аномалия не превосходит 3%, что недостаточно для уверенного картирования, особенно при наличии помех.

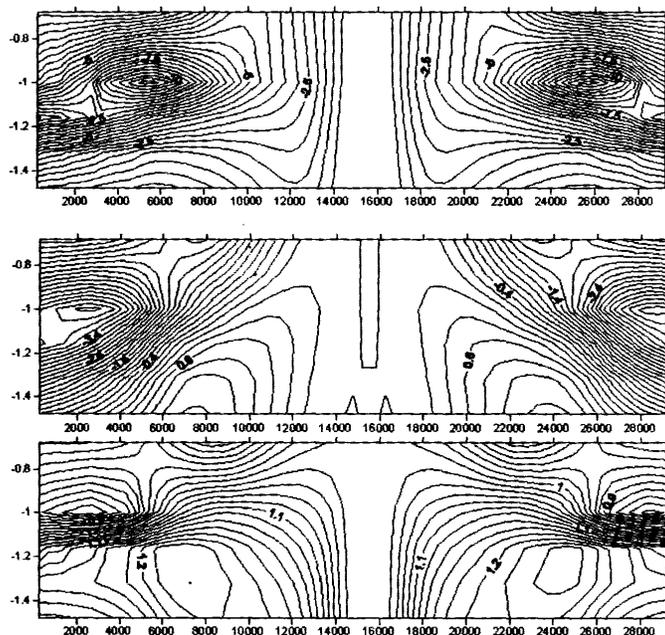


Рис. 8. Псевдоразрезы вдоль центрального профиля ($y = 0$) E_y , H_x и ρ_{yx} (сверху вниз) при возбуждении ЭМ поля электрическим диполем. На рисунках: по горизонтальной оси – координата вдоль профиля (в м), по вертикальной оси – десятичный логарифм от периода со знаком минус $-\log_{10}(T)$; $x = 15500$ м – позиция диполя; $x = 15750$ м соответствует центру вставки

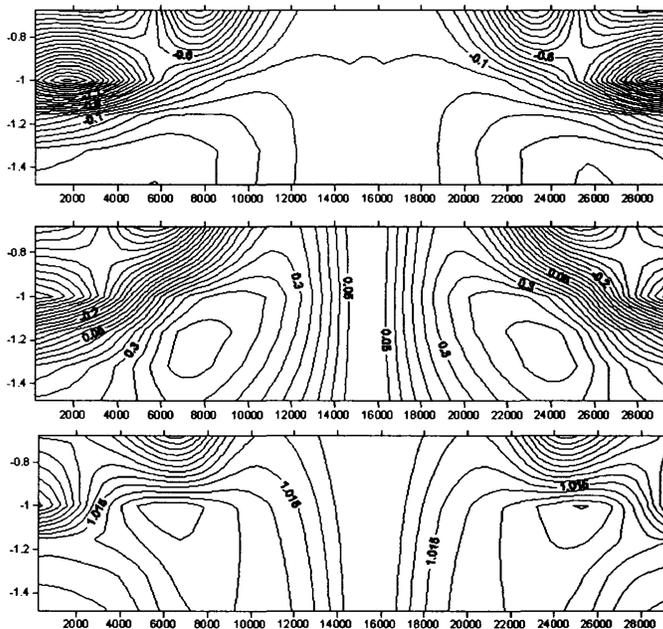


Рис. 9. Псевдоразрезы вдоль центрального профиля ($y = 0$) E_y , H_x и ρ_{yx} (сверху вниз) при возбуждении ЭМ поля магнитным диполем

На рис. 8 и 9 показаны псевдоразрезы ЭМ поля и кажущегося сопротивления для рассматриваемых типов возбуждения. Как видно из рисунков, в обоих случаях определяются горизонтальные границы залежи, в то время как ее вертикальные размеры практически не разрешаются. При этом лучшие результаты получаются при возбуждении.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1) Горизонтальные границы залежи хорошо оконтуриваются при ее возбуждении горизонтальным электрическим диполем (по изолиниям кажущегося сопротивления на периоде $T = 10$ с, достаточным для проникновения поля на глубину расположения залежи) и при возбуждении вертикальным магнитным диполем (по изолиниям фазы вертикальной компоненты магнитного поля на том же периоде).

2) Расположение верхней кромки залежи можно определить по псевдосечениям электрического и магнитного поля, а также кажущегося сопротивления, в то время как ее нижнюю границу, к сожалению, определить не удастся.

Численное моделирование магнитотеллурических полей в геоэлектрической модели газоконденсатного месторождения

При поиске нефти и газа достаточно хорошо зарекомендовали себя зондирования с контролируемым источником. В то же время методы, в которых используются переменные поля естественного происхождения (в частности, МТЗ), применяются гораздо реже, хотя являются более экономичными.

Оценим разрешающую способность электромагнитных данных по отношению к месторождениям нефти и газа, исследуя поведение магнитотеллурических полей в трехмерной модели электропроводности Ачакского газоконденсатного месторождения.

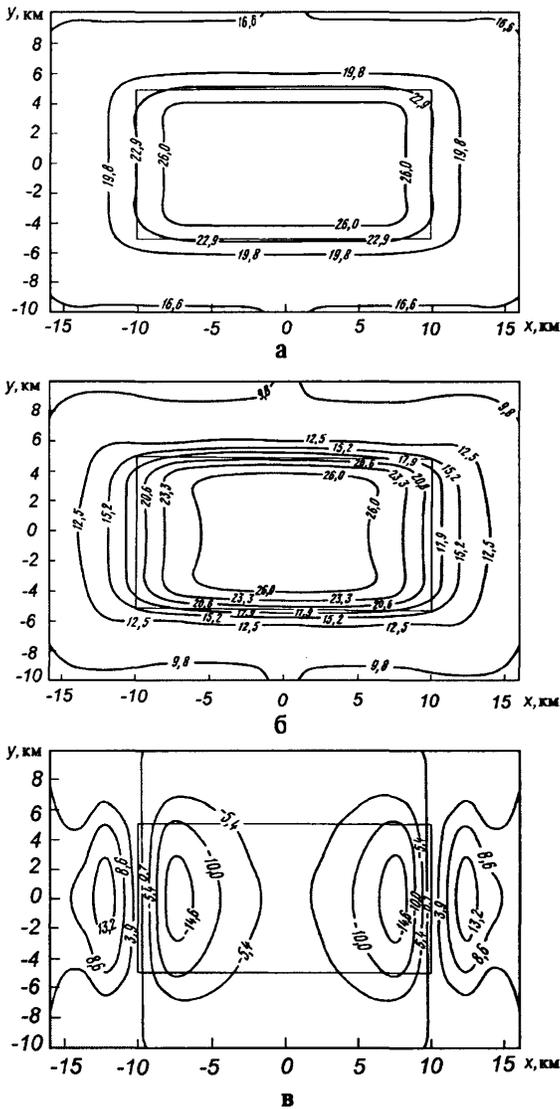


Рис. 10. Карты изолиний фазы нормированных компонент электрического поля на периодах 5 с и 10 с (а, б) и магнитного поля на периоде 10 с (в)

изменения конфигурации изолиний этой фазы в зависимости от периода не наблюдаются.

Таким образом, анализ поведения фазы этой компоненты поля также дает представление о горизонтальных границах вставки, перпендикулярных направлению нормального магнитного поля. Следовательно, более полную информацию о горизонтальных границах аномалии мы можем получить лишь при совместной интер-

Оценивая степень проявления залежи УВ в целом, можно сделать вывод, что по фазе электрического (рис. 10, а, б) поля хорошо выделяются границы аномалии, перпендикулярные направлению его поляризации в падающей волне, а наличие градиента фазы вдоль всех границ аномалии позволяет оценить ее горизонтальные размеры. При этом наиболее заметное выделение горизонтальных границ происходит на периоде $T = 10$ с, соответствующем скин-глубине центра аномальной зоны, что позволяет косвенно оценить глубину ее залегания.

Аномальное поле, создаваемое залежью, проявляется и на картах изолиний фазы нормированной горизонтальной компоненты магнитного поля $\varphi_{\tilde{H}_x}$

(где $\tilde{H}_x = H_x / H_x^n$) (рис. 10, в).

Пространственное распределение фазы этой компоненты ЭМП сложнее, чем фазы рассмотренной выше компоненты электрического поля, а по абсолютному значению аномалии $\varphi_{\tilde{H}_x}$ слабее, чем $\varphi_{\tilde{E}_y}$. Важно

отметить, что к краям вставки, перпендикулярным направлению магнитного поля в падающей плоской волне, на всех периодах приурочено изменение знака фазы $\varphi_{\tilde{H}_x}$. В то же время,

претации фаз взаимно-перпендикулярных компонент \tilde{E}_y и \tilde{H}_x , соответствующих направлениям электрического и магнитного полей в первичном поле.

Анализ фазы вертикальной компоненты магнитного поля H_z показывает, что вдоль краев вставки, перпендикулярных направлению поляризации магнитного поля, наблюдаются максимумы φ_{H_z} , причем наиболее интенсивные на периоде, соответствующем глубине залегания вставки. В то же время, соответствующие изолинии имеют достаточно сложную конфигурацию, вследствие чего их дальнейший анализ затруднен.

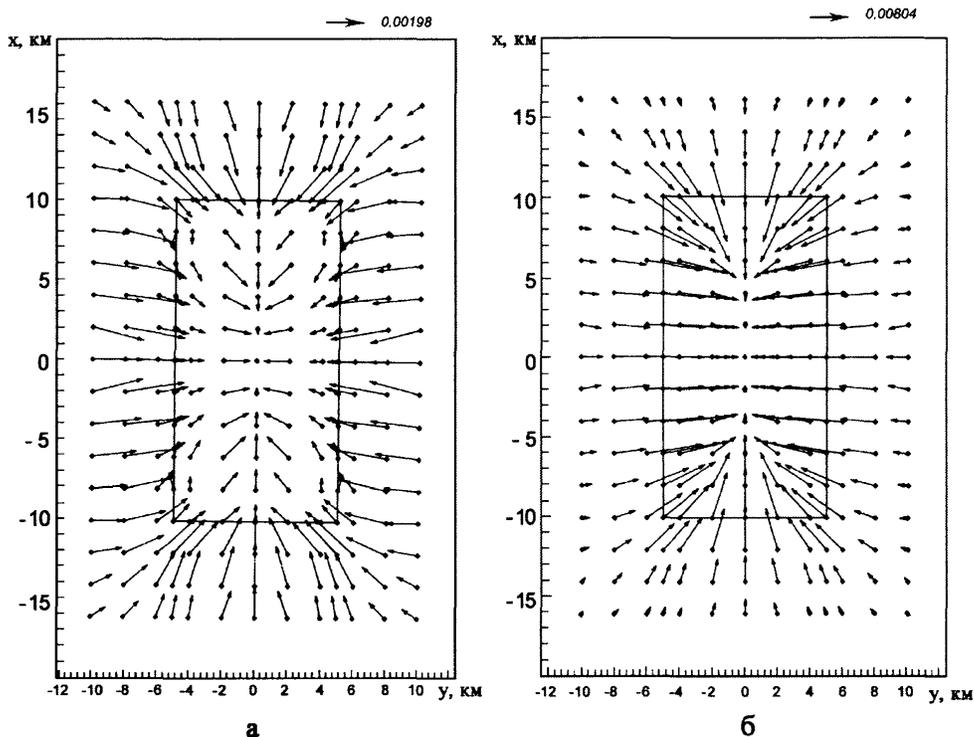
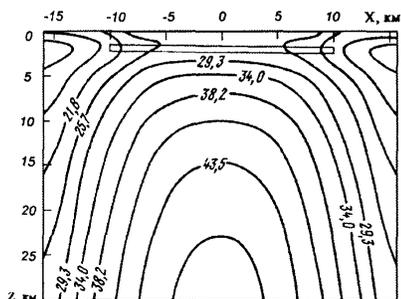


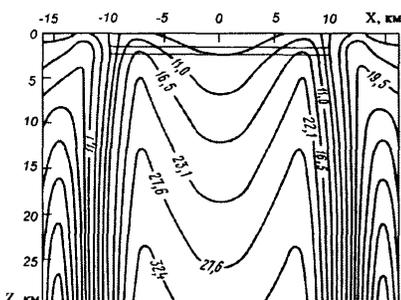
Рис. 11. Действительные (а) и мнимые (б) индукционные вектора ($T = 10$ с)

Рассмотрим теперь поведение некоторых трансформант модельного электромагнитного поля, которые часто применяются для интерпретации реальных данных [11]. Анализ карт изолиний кажущегося сопротивления показывает, что по абсолютному значению изменения этого трансформанта в рассматриваемой модели настолько малы (2–3%), что не будут замечены при проведении полевых измерений, погрешность которых обычно выше. Поэтому целесообразно отойти от стандартной схемы интерпретации данных МТЗ по кривым кажущегося сопротивления и рассмотреть другие возможности, связанные, например, с построением карт индукционных векторов и псевдосечений (кажущихся разрезов).

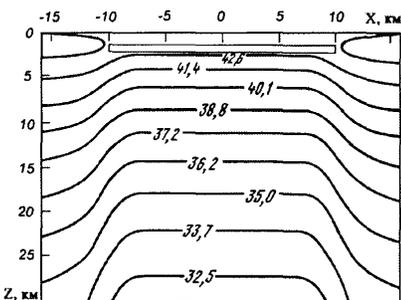
На рис. 11 представлены карты действительных и мнимых индукционных векторов для периода $T = 10$ с. Несмотря на малую длину векторов, обусловленную не-



а



б



в

Рис. 12. Кажущийся разрез, построенный по фазам горизонтальных компонент электрического поля (а), магнитного поля (б) и импеданса (в)

большим контрастом электропроводности между моделью и окружающей средой, их направленность не оставляет сомнений в горизонтальных координатах центра аномалии. С изменением периода размеры действительных и мнимых стрелок изменяются, причем их максимумы приурочены к периоду $T = 10$ с, на котором глубина скин-слоя приблизительно равна глубине верхней кромки аномалии.

Положение центра залежи по вертикали, а также ее контуры в вертикальной плоскости, можно приблизительно определить по картам псевдоразрезов, построенных в соответствии с методом визуализации среды, изложенным в [11]. Отметим в этой связи, что, используя фазы полей, а также некоторых функций от них, можно строить изображения, на которых видны геометрические контуры объекта. В частности, в рассматриваемой модели псевдоразрезы фаз электрического и магнитного полей (рис. 12, а, б), а также фазы импеданса (рис. 12, в) дают лучшее разрешение структуры, чем псевдоразрезы кажущегося сопротивления. Как видно из этих карт, контуры аномальной зоны хорошо проявляются и по фазам полей, и по фазе импеданса.

Таким образом, анализ модельного электромагнитного поля в трехмерной модели Ачакского газоконденсатного месторождения позволяет сделать следующие выводы:

1. Традиционная схема интерпретации данных МТЗ по кривым кажущегося сопротивления в случае слабоконтрастных сред неэффективна.
2. Горизонтальные координаты центра аномальной зоны определяются на всех периодах по картам действительных и мнимых векторов индукции.
3. Горизонтальные границы аномалии хорошо оконтуриваются по максимальным градиентам фаз электрического и магнитного полей, перпендикулярных к соответствующим границам.
4. Глубину залегания вставки можно оценить:
 - а) по скин-глубине для периода, который характеризуется тем, что градиент фаз на горизонтальных границах аномалии достигает максимума;
 - б) по картам псевдосечений фаз компонент электрического и магнитного полей, а также фаз компонент тензора импеданса.

В заключение отметим, что, хотя полученные результаты относятся к конкретной модели электропроводности, сделанные выводы, по-видимому, могут быть полезны на практике на этапе планирования МТ-зондирований, а также при интерпретации полученных данных.

Зондирование методом переходных процессов

В этом разделе мы рассмотрим некоторые новые возможности электроразведки методом переходных процессов в решении задач поиска и мониторинга месторождений углеводородов. Речь идет об эффекте вызванной поляризации (ВП), обусловленной вторичной сульфидной минерализацией во вмещающих породах [2, 14]. Многочисленные экспериментальные данные и результаты физического и математического моделирования убедительно свидетельствуют о существовании этого эффекта и возможности его успешного применения для решения поставленной задачи [1, 4, 9, 12]. Вместе с тем, остаются отдельные вопросы, которые требуют специального рассмотрения. К ним, в частности, относятся разрешающая способность электроразведки при зондировании глубокозалегающих нефтегазовых залежей, перекрытых мощными проводящими осадочными чехлами, и возможность практической регистрации эффектов залежей на фоне помех.

Характерными особенностями разрезов, содержащих УВ, является наличие маломощных субгоризонтальных экранирующих прослоек и многопластовых залежей в проводящей ($S > 1000 \text{ См}$) достаточно мощной (1500–2000 метров и более) осадочной толще. Типичными для осадочной залежи являются сопротивления 1–10 Ом·м (или несколько больше). В области залежи и непосредственно под ней в области перекрывающих ее пород сопротивление несколько возрастает (в 1,2–2 раза) вследствие эпигенетических изменений под воздействием миграции УВ из залежи. В этих же объемах среды повышается поляризуемость пород до 5–10% и более. Под залежью сопротивления вмещающих пород вновь возрастают. В основании разрез подстилается высокоомными породами (с сопротивлением сотни и тысячи Ом·м). Обратимся к идеализированной одномерной модели залежи в которой ограниченная по горизонтали структура из трехмерной модели заменена безграничным горизонтальным слоем (рис. 13).

На рис. 14 изображены кривые кажущегося удельного сопротивления, рассчитанные для этой модели в методе переходных процессов (МПП). При этом возбуждение поля производится однопетлевой установкой с антенной квадратной формы со стороной петли, равной 1000 м. Величина поляризуемости η составляет 10%.

Как видно из рис. 14, в случае МТЗ даже 10%-ая поляризуемость практически не отражается на кривых – они слабо чувствительны к частотной дисперсии. В то же время,

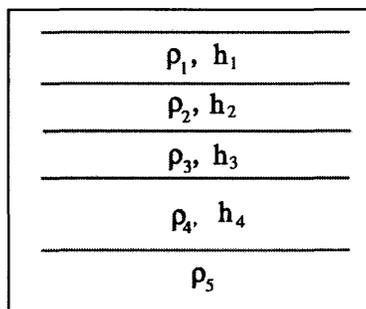


Рис. 13. Одномерная идеализация модели с залежью
 $\rho_1 = 1,28 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 1400 \text{ м}$,
 $\rho_2 = 2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 750 \text{ м}$,
 $\rho_3 = 1,28 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_3 = 560 \text{ м}$,
 $\rho_4 = 25 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_4 = 3000 \text{ м}$,
 $\rho_5 = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

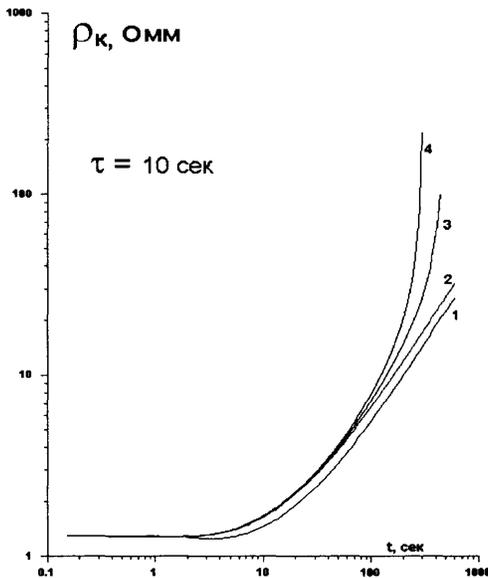


Рис. 14. Кривые кажущегося удельного сопротивления МПП для слоистого разреза, изображенного на рис. 13.

Кривая 1 – разрез без продуктивного слоя ($\rho_1 = \rho_2 = \rho_3$), кривая 2 – разрез с «залежью», кривая 3 – с залежью и эффектом выз-ванной поляризации ($\eta = 0,05$, $\tau = 10$ с, $c = 0,5$), кривая 4 – с залежью и эффектом выз-ванной поляризации ($\eta = 0,1$, $\tau = 10$ с, $c = 0,5$). Размер антенны $1000 \text{ м} \times 1000 \text{ м}$

кривые МПП резко меняют свою форму, наклон кривых резко возрастает, может даже поменяться знак сигнала. Такое поведение процесса установления поля нехарактерно для разрезов, не содержащих поляризующихся тел, и может использоваться как признак наличия УВ месторождений при поиске новых месторождений. Особенно эффективным может оказаться использование этого эффекта для мониторинга УВ месторождений, с целью слежения за процессом замещения углеводородов флюидами в процессе эксплуатации месторождений. Требования к установке, ее оптимизация, а именно: выбор формы и размера петли или длинной заземленной линии в качестве питающей установки, выбор вида приемников, их размещение, диапазон измеряемых времен, ожидаемая величина сигнала и помех и др. параметры, должны быть оценены для каждого конкретного объекта с учетом трехмерного характера разреза, места его нахождения и пр.

Для увеличения соотношения сигнал/помеха можно увеличить размер петли до $10 \text{ км} \times 10 \text{ км}$, а величину тока – до 100 А . Это приведет к увеличению сигнала в 10^6 раз, на временах $1\text{--}100$ с сигнал возрастет до нескольких μV , что уже доступно измерению. Технология изготовления мощных генераторных установок, согласованных с антеннами нужных размеров, чувствительных приемников, регистрации слабых сигналов в нужном интервале времен и их обработки в настоящее время достаточно отработана и может быть использована на практике.

Выводы

Использование электроразведки УВ на практике сдерживается тем, что, как принято считать, эффект от залежи УВ сравним с уровнем помех. Одним из путей решения этой проблемы является повышение точности электроразведочных методов и аппаратуры. Но имеется еще один не менее важный аспект. Сформулированный выше тезис о малости величины эффекта от залежи УВ сделан на основе физического и математического моделирования, выполненного в рамках простых моде-

лей сред (одномерных, изотропных и т.п.), неадекватных реальности. В то же время, залежь, по самой своей природе, представляет собой трехмерный объект, проявляющийся в наблюдаемых электромагнитных полях сложным образом. В ЦГЭМИ ИФЗ РАН разработаны высокоточные средства трехмерного моделирования и интерпретации электромагнитных данных, применение которых впервые позволило оценить реальные возможности методов электроразведки при поиске залежей УВ.

На основании полученных результатов можно сформулировать следующие основные выводы.

1. Показано, что трехмерная интерпретация ЭМ данных, измеренных в районе поиска залежей УВ, позволяет повысить разрешающую способность ЭМ методов в целом.

2. Сравнение чувствительности стандартных методов наземной неимпульсной электроразведки при поиске нефтегазовых месторождений показывает, что как методы постоянного тока, так и методы переменного тока, позволяют достаточно уверенно определять положение верхней кромки залежи и оконтуривать ее горизонтальные границы.

3. Показано, что мониторинг процесса замещения углеводородов флюидами в процессе эксплуатации месторождения может осуществляться с использованием метода переходных процессов с учетом эффекта вызванной поляризации.

Литература

1. Безрук И.А., Кузнецов А.В., Киселёв Е.С. и др. 1994. Электроразведка в комплексе глубинных и поисковых геофизических работ // Геофизика, 5, 23–30.
2. Брукина И.Г., Корольков Ю.С., Кунарев А.А. Применение геофизических методов при прямых поисках месторождений нефти // Итоги науки и техники. М. Изд. ВИНТИ, 1978.
3. Вагин С.А., Ковтун А.А. Особенности амплитудной и фазовой аномалий магнитотеллурических параметров над трехмерными неоднородностями // Изучение глубинного строения земной коры и верхней мантии на акваториях морей и океанов электромагнитными методами. М.: ИЗМИРАН, 1981. С. 155–160.
4. Каменецкий Ф.М. Электромагнитные геофизические исследования методом переходных процессов. М. «ГЕОС», 1997, 162 С.
5. Корольков Ю.С. 1987. Зондирование становлением электромагнитного поля для поиска нефти и газа. Москва, Недра, 115 С.
6. Ф.М. Море, Г. Фешбах. Методы теоретической физики, ч. II. ИЛ. М., 1960, С. 273–277.
7. Обухов Г.П., Чернявский Г.А., Яковлев И.Я. 1983. Магнитотеллурическая разведка в нефтеперспективных районах СССР. Москва, Недра. 203 с.
8. Отчет по теме Г-1-5 «Разработка методики усовершенствования аппаратуры электроразведки для оконтуривания нефтегазовых залежей». Фонды ВНИГНИ, 1981.
9. Сидоров В.А., Якин А.М., 1979. О вызванной поляризации при индуктивном возбуждении // Физика Земли, 11, 45–42.
10. Светов Б.С., Агеев В.В., 1996. Частичная дисперсия проводимости горных пород и высоко разрешающая электроразведка // Международная Геофиз. Конф. «Электромагнитное исследование с контролируруемыми источниками». Петрозаводск, С.-ПбГУ, изд-во ВИРГ – Рудгеофизика. 79–80.
11. Спичак В.В. 1999. Магнитотеллурические поля в трехмерных моделях геоэлектрики. Москва, Научный мир, 204 с.
12. Тикишев В.В., 1995. Развитие представлений об установлении электромагнитных полей при зондировании осадочных бассейнов. Тез. Докладов Междунар. Конф. «Неклассическая геоэлектрика». Саратов. Изд. ИВНИИГТ, 3.
13. Электрическое зондирование геологической среды, ч. 1. Прямые задачи и методика работ. Под ред. В.К. Хмелевского и В.А. Шевнина. – М., изд. МГУ, 1988 г., 176 с.

14. Яковлев А.П., Круглова З.Д. 1977. Изменение пород под влиянием залежей нефти и газа и возможность их выявления геофизическими методами. М. Изд. ВИЭМС.
15. Spichak V., Larionova T. 1990. Modelling of 3D-conducting target surrounding by more conductive medium // Abstracts of the X workshop on EM induction in the Earth. Ensenada. P. 239.
16. Sunder D.D., Kolwood R.W., Frangos W. Exploration for petroleum using complex resistivity measurements. University of Arizona, USA, 1981, p. 211–263.
17. Szarka L., Fischer G. Electromagnetic parameters at the surface of a conductive halfspace in terms of the subsurface current distribution // Geoph. Trans. 1989. Vol. 35, N3. P. 157–172.
18. Vasseur P. Weidelt. Bimodal electromagnetic induction in non-uniform thin sheets with an application to the northern Pyrenean induction anomaly. Geoph. J.R. astr. Soc., 1977, v. 51, No 3, p. 669–690.
19. Avdeev D.B., A.V. Kuvshinov, O.V. Pankratov & G. A. Newman, 2002, Three-dimensional induction logging problems, part I: An integral equation solution and model comparison: Geophysics, 67, 413–426.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЗОНАНСНЫХ ЭФФЕКТОВ В СЛОИСТЫХ СТРУКТУРАХ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПОЛЕ НАПРАВЛЕННОГО ИСКУССТВЕННОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

В.А. Бабешко, С.В. Ратнер

Южный научный центр РАН
anarat@mail.ru

В теоретическом плане обработка и интерпретация данных глубинного просвечивания Земли традиционно осуществляется методами, в основу которых положено лучевое приближение. Однако в силу асимптотической природы лучевые методы могут использоваться для получения изображения только тех объектов и структур, размеры которых больше длины волны зондирующего сигнала. Во многих важных для понимания особенностей внутреннего геологического строения случаях (интерфейсные трещины и разрывы (вакуумные камеры), тонкие слои, вертикальные границы, кромки и угловые точки соединения блоков и т.п.) отраженное поле дает сильно размытое из-за дифракции изображение, требующее для восстановления специальной обработки с привлечением строгого решения соответствующих задач дифракции.

Использование для моделирования процессов трехмерной дифракции упругих волн на телах с острыми кромками и угловыми точками прямых численных методов, таких как метод конечных элементов или конечных разностей приводит к неоправданно большим вычислительным затратам. Поэтому коллективом исполнителей проекта в течение ряда лет разрабатываются методы математического (компьютерного) моделирования, высокая эффективность которых обеспечивается использованием техники интегральных преобразований и граничных интегральных уравнений. Эти методы, будучи полуаналитическими, существенно уменьшают вычислительные затраты, а с другой стороны, они расширяют область применимости по сравнению с традиционными подходами, базирующимися на асимптотической лучевой теории.

Целью настоящего проекта являлось проведение фундаментальных и прикладных исследований по разработке методов, основанных на прохождении уп-

ругих волн в слоистых средах со сложными физико-механическими свойствам и средах с неоднородностями, и позволяющих оценивать глубинные зоны земной коры на предмет выявления аномалий, определения их размеров, места расположения и некоторых других параметров. Разрабатываемые методы должны отвечать современным требованиям, а именно включать надежную, точную и информативную оценку реального состояния исследуемых геофизических объектов и возможность надежного получения геологических профилей, их состояния.

В основе исследования лежит подход интерпретации литосферной плиты земной коры как деформируемого твердого тела сложного строения. Предполагается, что модель представляет протяженное тело – плиту, блочного строения, содержащую неоднородности – полости, трещины, включения, как произвольно расположенные в плите, так и имеющие упорядоченное, плоско-параллельное расположение (рис. 1). Разломы интегрируются как выходящие на поверхность полости – трещины.

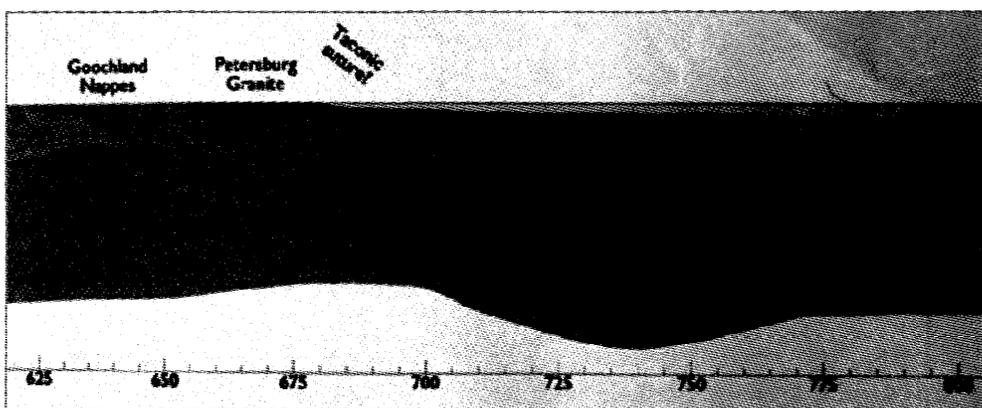


Рис. 1. Модель литосферной плиты земной коры

Рассматриваемая упруго-деформируемая анизотропная плита, предполагается имеющей рельефное верхнее и нижнее основания и контактирующая по нижнему основанию с вязко-упругой средой – моделью верхней мантии. Для указанной модели ставится строго математическая краевая задача термоупругости. Дается описание всех необходимых краевых условий. Оцениваются внешние факторы воздействия на плиту, в том числе объемного характера. В результате порождается краевая задача для псевдодифференциального операторного уравнения, включающего системы дифференциальных уравнений. Традиционными сложностями в задачах такого рода являются:

1. Протяженность тела, его сложное строение, наличие рельефности поверхности, наличие внутренних неоднородностей, наличие разрывов граничных условий на поверхности.

2. Многопараметричность задачи.

3. При исследовании динамических процессов наличие высокочастотных составляющих, в том числе – волновых фронтов.

4. Наличие множества внешних факторов, влияющих на поведение литосферной плиты.

В результате определяющие уравнения получены в виде систем высокого порядка в общем случае нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, рассматриваемых в протяженных областях сложного строения, многосвязных, с негладкой границей. Строятся новые представления решений указанного класса краевых задач, основанные на использовании методов теории функций многих комплексных переменных, методов обобщенной факторизации матриц-функций, а также ряда подходов численного анализа задач.

За период выполнения научно-исследовательских работ по Программе фундаментальных исследований Отделения наук о Земле РАН «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России» интенсивное развитие получил метод двойной факторизации применительно к решению задач, возникающих при изучении резонансных явлений в слоистых средах с неоднородностями. Результаты исследований опубликованы в серии работ в Докладах Академии наук [1–4]. Достоинством метода факторизации явилась возможность применением двойной факторизации сводить большие системы дифференциальных уравнений в частных производных к аналогу одного уравнения применением двойной факторизации. Возможности применения метода факторизации пока до конца не изучены, но использование его в новых областях дает новые научные результаты. Метод факторизации опробован для решения задач, доступных решению другими методами и дал прекрасные совпадения.

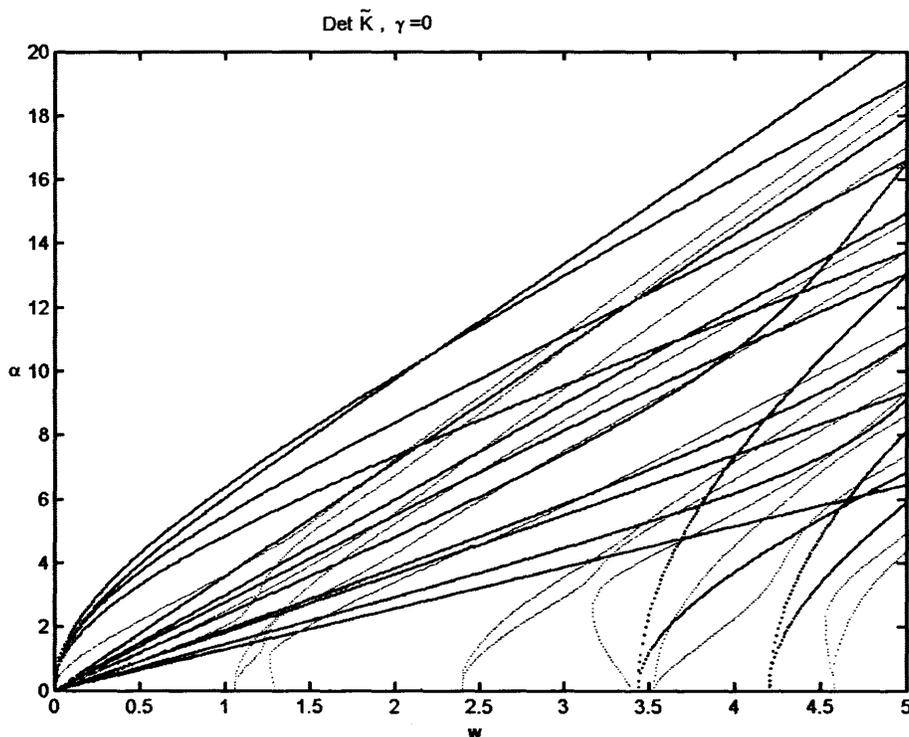


Рис. 2. Результаты численных экспериментов для различных моделей геофизической среды



Рис. 3. Вибросейсмические источники

Впервые построены формулы факторизации мероморфных матриц-функций, что значительно упрощает процесс исследования краевой задачи для системы дифференциальных уравнений до уровня одного дифференциального уравнения. На данных формулах построены алгоритмы решения больших систем дифференциальных уравнений в частных производных [5].

Проведен ряд численных экспериментов для различных моделей реальной геофизической среды, а именно – слоистого полупространства с изотропными слоями, содержащего систему полостей-трещин и/или систему жестких включений, пакета изотропных слоев, содержащих систему неоднородностей, а также серия расчетов при рассмотрении пакета из четырех различных анизотропных слоев. Исследованы резонансные свойства моделируемых сред (рис. 2).

Разработан комплекс программ управления вибросейсмическими источниками на предмет организации сейсмической антенны заданного направления, т.е. сформированного луча волновых колебаний, который может иметь заданное направление. С помощью луча можно сканировать, т.е. осуществлять локацию интересующих глубинных слоев. Меняя угол направления можно приближаться к критическим углам, тем самым, усиливая информативность. Отработаны различные оптимизационные модели по возбуждению направленных излучений. Совместно с американскими учеными из университета Теннесси проведена серия натуральных экспериментов на трассе п. Транспортный Горячеключеского района – Ботанический сад Кубанского государственного университета (рис. 3), целью которых было:

- изучение характеристик излучаемого мощного вибрационного воздействия двух типов вибросейсмических источников СВ-10 и У-3000 используя методику «направленной сейсмической антенны»;
- получение сейсмической информации, а также ее оценка и сравнительные характеристики;
- применение и оценка используемой новой аппаратуры применяемой при проведении научного эксперимента;
- анализ качества получаемой информации в различных заданных точках приема.

В 2004–2005 гг. в ходе исследований обнаружен и изучен ряд неизвестных ранее явлений, таких как резонансные эффекты в слоистых структурах и их связь с появлением вихревых зон в потоках волновой энергии, блокирующие свойства энергетических вихрей и изменение резонансных частот рассеяния в зависимости от формы отражающего объекта.

Литература

1. *Бабешко В.А., Бабешко О.М.* Формулы факторизации некоторых мероморфных матриц-функций // ДАН. 2004. Т. 399, №1. С. 163–167.
2. *Бабешко В.А., Бабешко О.М.* О методе факторизации в краевых задачах для сплошных сред // ДАН. 2004. Т. 399, №3. С. 63–68.
3. *Бабешко В.А., Бабешко О.М.* Исследование краевых задач двойной факторизацией. Доклады АН, 2005. Т. 403, №1, с. 20–24.
4. *Бабешко В.А., Бабешко О.М.* Интегральные преобразования и метод факторизации в краевых задачах // Докл. АН. – 2005. – Т. 403, №.6. – С. 26–28.
5. *Ратнер С.В.* Математическое моделирование волновых процессов в геологических средах / Тр. 5-й Международной научно-технической конференции «Компьютерное моделирование 2004», 29 июня – 3 июля 2004 г., Санкт-Петербург, Ч. I, с. 77–78.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАКЦИИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЗАЛЕЖИ НА КОМПЛЕКСНОЕ АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ В СКВАЖИНЕ МЕТОДАМИ РЕГИСТРАЦИИ УПРУГИХ ПОЛЕЙ

В.В. Дрягин, Г.В. Иголкина

Институт геологии Уральского Отделения РАН
dryagin@sky.ru

Введение

Исследования вызванной сейсмоакустической эмиссии показали, что впервые выявленная закономерность проявления отклика пористой насыщенной среды на акустическое поле большой интенсивности может быть положена в основу новой комплексной технологии, позволяющей эффективно решать задачу обнаружения углеводородов и воды в прискважинной части пласта и селективно восстанавливать фильтрационные характеристики пластов.

Поиск углеводородов на основе исследований вызванной сейсмоакустической эмиссии в скважинах

Процессы переноса и преобразования энергии в многокомпонентной и гетерофазной пористой геологической среде сопровождаются сейсмоакустической и электромагнитной волновой эмиссией, которая может служить источником информации о нелинейных свойствах такой среды, о ее вещественном составе и о протекающих в ней механических, геохимических и электромагнитных процессах, благодаря возможности распространения этих волн и их регистрации удаленными сенсорами [1].

В ряде работ за последние годы обсуждаются результаты теоретических и экспериментальных исследований изменений сейсмоакустической активности геосреды, вызванной искусственным внешним воздействием на нее.

Акустическая эмиссия (АЭ) в сложно построенной гетерогенной среде может быть вызвана упругим импульсом, который провоцирует явление скачкообразного проскальзывания на контактах блоков и приводит к обогащению высокими частотами возникающих упругих колебаний. Увеличение амплитуды и частоты колебаний происходит перед последним этапом разрушения горных пород и в процессе роста трещин. В этих работах показано, что амплитуды упругих колебаний активных блоков горного массива на характерных квазирезонансных частотах могут в 2–3 раза превышать амплитуды внешнего возбуждения [2, 3] за счет высвобождения части ранее запасенной в среде энергии.

Вибросейсмическое воздействие с земной поверхности на месторождениях нефти, которое применяется в технологии повышения нефтеотдачи пластов и имеет большое количество технических воплощений, также основано на излучении и переизлучении упругой энергии в широком диапазоне частот.

Разными авторами приводятся описания механизмов преобразования упругой энергии в горном массиве, которые основаны на взаимодействии статических напряжений горного массива с упругими колебаниями в локальных очагах, обладающих наибольшей энергонасыщенностью в виде концентраций напряжений или насыщенных углеводородами, изменяющими локальные условия взаимодействия твердых элементов среды в зонах их контактов. В работах Института горного дела СО РАН [4] представлена концепция энергопреобразования сейсмической энергии от виброисточника на поверхности земли к продуктивному пласту. При этом последовательно возникают колебания геоблоков на их резонансной частоте 10–30 Гц и происходит сейсмоэмиссия. В свою очередь резонансные колебания геоблоков в условиях напряженного состояния вызывает их распад и генерирование энергии в высокочастотном диапазоне частот 10–30 кГц – акустоэмиссия. Объемная плотность акустической энергии на каждом этапе преобразовании значительно возрастает за счет энергии напряженного состояния горных пород и служит причиной разрушения различного рода фильтрационных экранов в масштабе капилляров пористой среды для протекания флюидов. Наряду с решением геолого-промысловой задачи по повышению дебита скважин сейсмическим методом, в этой работе делается попытка решения задач поиска зон повышенной нефтенасыщенности и их мониторинга в процессе разработки месторождения. В основе метода исследования механизма вторичного излучения энергии в виде сейсмоакустических волн лежит анализ сейсмоакустической эмиссии в широком частотном диапазоне, от сейсмических до ультразвуковых частот [4].

Процессы возбуждения акустической эмиссии в геосреде при воздействии упругими волнами низкой частоты описываются и другими авторами, в частности связывающими раскрытие пор за счет микрогидроразрывов горной породы под действием переменного давления. При этом трансформация упругой волны при прохождении вглубь Земли сопровождается возбуждением колебаний в широком спектре частот: от инфразвуковых до гиперзвуковых [4].

В работах О.Б. Хаврошкина, В.В. Цыплакова и др. (2000) предложена концепция сейсмической акустической эмиссии (САЭ), которая является высокочастотным шумовым откликом трещиноватой среды на деформацию. При всем этом диапазон такого отклика распространяется от сейсмических частот (15–300 Гц), до высокочастотной акустической эмиссии (более 1 кГц). Авторы показали, что аномальные вариации САЭ, кроме причин тектонического происхождения, могут быть связаны с процессами изменения флюидодинамических условий [6].

В теоретической работе Алексеева А.С. и др. исследованы механизмы усиления ультразвуковых колебаний в коллекторах блочной структуры при вибрационном воздействии с поверхности Земли. Такой же процесс виброволнового воздействия, как и других работах, был рассмотрен при разложении его на три составляющие: передача слабых гармонических колебаний к блокам коллектора, возникновение микроколебаний блоков в потоке флюидов и образование упругих резонансных колебаний, вызывающих излучение ультразвуковых колебаний в окружающую жидкость. Эти колебания способны разрушать загустевшие нефтяные пленки в межблочных контактах коллектора, что способствует достижению технологического эффекта восстановления проницаемости пласта и фильтрации нефти. Таким образом, трансформация энергии от низких частот к высоким частотам, через вынужденные колебания блоков, приводит к генерации звуковых волн в межблочном флюиде с интенсивностью вплоть до нескольких десятых долей Вт/см², которых достаточно для разрушения пленок и восстановления фильтрации жидкости. Частотный диапазон колебаний составляет сотни и первые тысячи герц [7].

В технологии прямого поиска месторождений «Анчар» используется отклик залежи углеводородов на виброволновое воздействие с поверхности Земли [8]. По этой технологии, колебания в геосреде создаются при помощи сейсмического вибратора, который работает в течение 3 минут. Сравнение сигналов, записанных сейсмоприемниками до и после вибровоздействия, дает информацию о наличии залежи углеводородов. Закономерность физического явления, использованного в этом патенте, состоит в том, что геосреда, содержащая углеводороды, реагирует на виброволновое воздействие вторичным излучением, которое возникает сразу же после воздействия и продолжается еще некоторое время после его прекращения. Примечательно, что частота, на которой регистрируют это излучение, лежит в том же диапазоне инфразвуковых частот, что и частота излучения вибратора, а именно 1–4 Гц. Авторы этого метода ссылаются на высказывания академика М.А. Садовского и члена-корреспондента РАН А.В. Николаева, сделанные ими еще в 1982 году, о том, что геологическая среда производит сейсмическую эмиссию, и что внешнее воздействие стимулирует источники микросейсмического шума. Особенно интенсивно эти источники проявляются в области нефтегазовых залежей [8].

В патенте Бутенко Г.А., Михайлова В.А. и др. (1998) также описан метод регистрации естественной и вызванной сейсмоакустической эмиссии при возбуж-

дении сейсмических колебаний для целей разведки нефтегазовых месторождений. В этой работе, как и в работах других авторов, используется информация о динамике вызванной сейсмоакустической эмиссии для анализа наличия углеводородов в подземной формации [9].

Проведенные нами исследования акустической эмиссии в скважине показали, что эмиссия может быть вызвана акустическим воздействием, которое применяется для восстановления проницаемости прискважинной зоны пластов и использует волновое поле большой интенсивности – $8-10 \text{ Вт/см}^2$ [10, 11].

Метод акустического воздействия на призабойную зону пластов предназначен для восстановления проницаемости насыщенного порового пространства, причем как в ближней зоне, так и в удаленной зоне пласта. По результатам проведенных гидродинамических исследований, после акустического воздействия по всей толще работающих пропластков на одном из месторождений Пермской области было зафиксировано увеличение проницаемости призабойной зоны на 80–130%, а удаленной зоны на 40–160%. По этим данным можно судить о глубине изменений свойств насыщенной пористой среды под действием акустического поля с указанной начальной интенсивностью.

Для записи сигнала сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в процессе выполнения работ по акустическому воздействию в скважинный прибор был установлен акустический датчик, приемная и регистрирующая аппаратура. Работа аппаратуры была запрограммирована на выполнение цикла: записи сигнала эмиссии, акустического воздействия и повторной записи сигнала эмиссии для каждой точки в заданном интервале по глубине скважины. По принятой в геофизике терминологии этот метод можно назвать каротаж сейсмоакустической эмиссии (КСАЭ) в цикле каротаж – акустическое воздействие – каротаж (КВК). Объединение двух функций: мощного акустического воздействия (АВ) и регистрации сигналов САЭ в одном приборе позволило получить информацию об изменении этого сигнала по разрезу скважины в продуктивном пласте и за его границами, как непосредственно до и после акустического воздействия, так и в процессе мониторинга сигналов САЭ во времени.

Обнаружено, что после акустического воздействия на околоскважинное пространство происходит изменение САЭ. Тот факт что, наибольший вклад в изменения САЭ вносят именно свойства жидкости, которая находится в данный момент в поровом пространстве пласта коллектора, подтверждается другими методами геофизических исследований скважин (ГИС). Геофизические исследования проводились в комплексе работ по контролю за разработкой месторождения по методике: приток-состав. Установлено, что в коллекторе, насыщенном нефтью или газом, после акустического воздействия наблюдалось увеличение сигнала САЭ по сравнению с исходным значением, а в коллекторе, насыщенном водой, наблюдалось его снижение.

Известно, что акустическое воздействие [12, 13] на флюидонасыщенный коллектор приводит к изменению ряда свойств и состояния флюида: разгазированию нефти, увеличению подвижности флюида, уменьшению вязкости, изменению фазового состояния углеводородов и т.д. Очевидно, что эти изменения коррелируют с изменениями величины полной энергии спектра САЭ и однозначно связаны с характером насыщенности коллектора.

Методика исследования текущей насыщенности коллекторов, проводимая по принципу КВК, заключалась в регистрации и анализе изменений сигналов САЭ,

а также установлении связи этих изменений с характером флюида, насыщающего в данный момент околоскважинное пространство продуктивного пласта, и который можно проконтролировать при помощи независимых методов исследования скважин (ГИС).

Для этого на заданной глубине скважины производилось измерение сигнала САЭ и его частотный анализ в звуковом и ультразвуковом диапазоне программно-аппаратным комплексом акустического воздействия ААВ-400 [14, 15]. Далее, с помощью акустических излучателей осуществляли в каждой точке скважины силовое акустическое воздействие на околоскважинное пространство. Непосредственно после окончания акустического воздействия повторно измеряли и записывали сигнал САЭ. Вычисляли полную энергию сигнала после воздействия и до него, а также их разность.

Несмотря на то что, залежи нефти и газа изначально обладают аномально высоким уровнем сейсмоакустических шумов, динамика вторичного излучения преобладает над фоном и развивается в двух противоположных направлениях: в случае нефтенасыщенного коллектора вторичное излучение увеличивается, а в случае водонасыщенного – уменьшается. Именно эта физическая особенность вторичного излучения и легла в основу предлагаемой технологии избирательного восстановления проницаемости пласта, в которой интегрированы в одной операции два метода – исследования характера насыщенности пласта и селективного воздействия на пласт интенсивным акустическим полем.

Возможности реализации этого метода с целью восстановления проницаемости прискважинного пространства показаны на примере работ по акустическому воздействию в скважинах Быстринского месторождения в Западной Сибири. Объектом исследований были два участка пласта АС₇ этого месторождения, отстоящие друг от друга примерно на 10 км. В обеих скважинах проводились работы по исследованию продуктивности стандартным комплексом ГИС при плановом подземном ремонте.

До начала акустического воздействия в скважинах была сделана запись фонового сигнала сейсмоакустической эмиссии по разрезу скважины, охватывающего зону перфорации и прилегающие к нему интервалы кровли и подошвы. Одновременно с регистрацией сигналов САЭ производилась их обработка при помощи программы быстрого преобразования Фурье (БПФ) и наблюдение волновой картины сигналов, их спектров в диапазоне частот от 10 Гц до 22 кГц в реальном времени с различной степенью усреднения. Запись и обработка сигналов производилась для каждой точки выбранного разреза, которые использовались затем для построения каротажной спектрограммы и каротажных кривых интегралов полной энергии спектра сигналов САЭ в заданных частотных диапазонах.

Процесс акустического воздействия (АВ) состоял из пробных циклов кратковременного воздействия и последующей немедленной регистрации сигналов САЭ для каждой точки выбранного интервала в скважине, с последующим анализом динамики величины этих сигналов.

Так, для скважины №1125, которая методами ГИС была определена как дающая приток воды из исследуемого интервала, получены сигналы САЭ до и после акустического воздействия. Пример сигнала САЭ зарегистрированного в середине продуктивного пласта на глубине 2049,5 м, до и после акустического воздействия, а также разность спектров этих сигналов, показаны на рис. 1. Сигналы об-

работаны при помощи быстрого преобразования Фурье (БПФ) с полным усреднением спектров за все время регистрации, которое составляло (15–30) секунд.

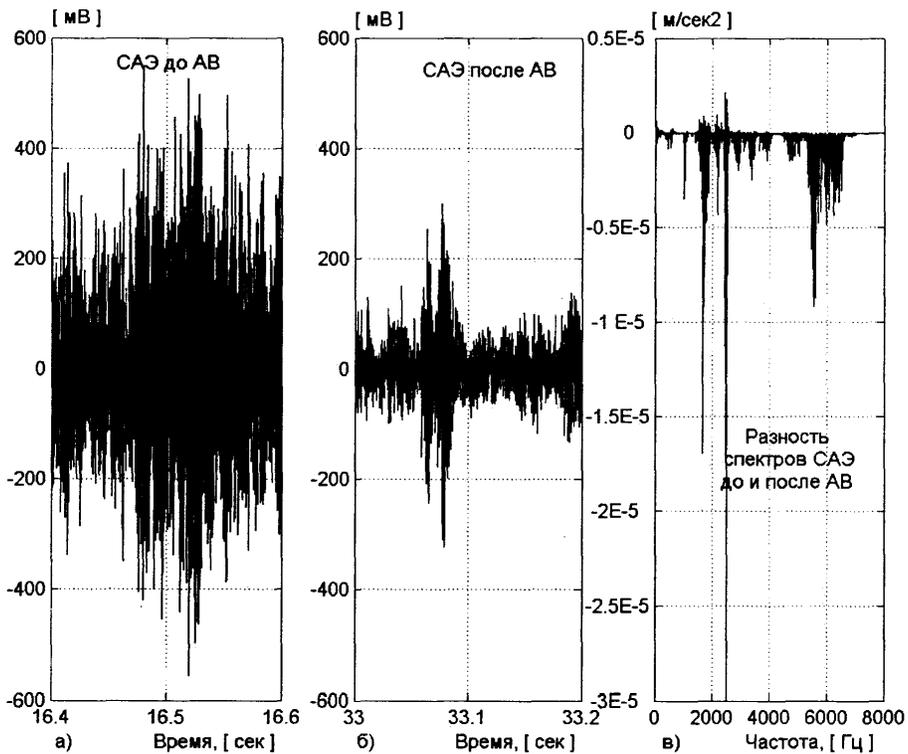


Рис. 1. Спектры сигналов САЭ до и после АВ в скважине №1125 с водонасыщенном коллектором

На рисунке 1: а) фрагмент сигнала САЭ до АВ, б) фрагмент сигнала САЭ после АВ, в) разность спектров сигналов измеренных до и после АВ. Амплитуда сигналов измерена на выходе регистрирующей скважинной аппаратуры, амплитуда гармоник спектрального анализа рассчитана в единицах ускорения в соответствии с чувствительностью датчика и коэффициентов передачи системы регистрации.

Аналогичные исследования проводились на скважине №1964 (рис. 2) того же месторождения, на которой накануне были выполнены работы по геофизическому контролю ее производительности. Увеличение сигнала САЭ после АВ происходит во всем интервале продуктивного пласта, причем вклад в полную энергию сигнала и в его изменение, как и на предыдущей скважине, вносят, главным образом, высокочастотные составляющие спектра, от 1 кГц до 7 кГц.

Исходные спектры сигналов САЭ, измеренные в этих двух скважинах одного и того же пласта, похожи друг на друга и отражают его характерные особенности. В тоже время динамика сигналов после акустического воздействия имеет противоположное направление, причем величина этого изменения составляет существенное значение. Для скважины №1125 с водонасыщенным коллектором

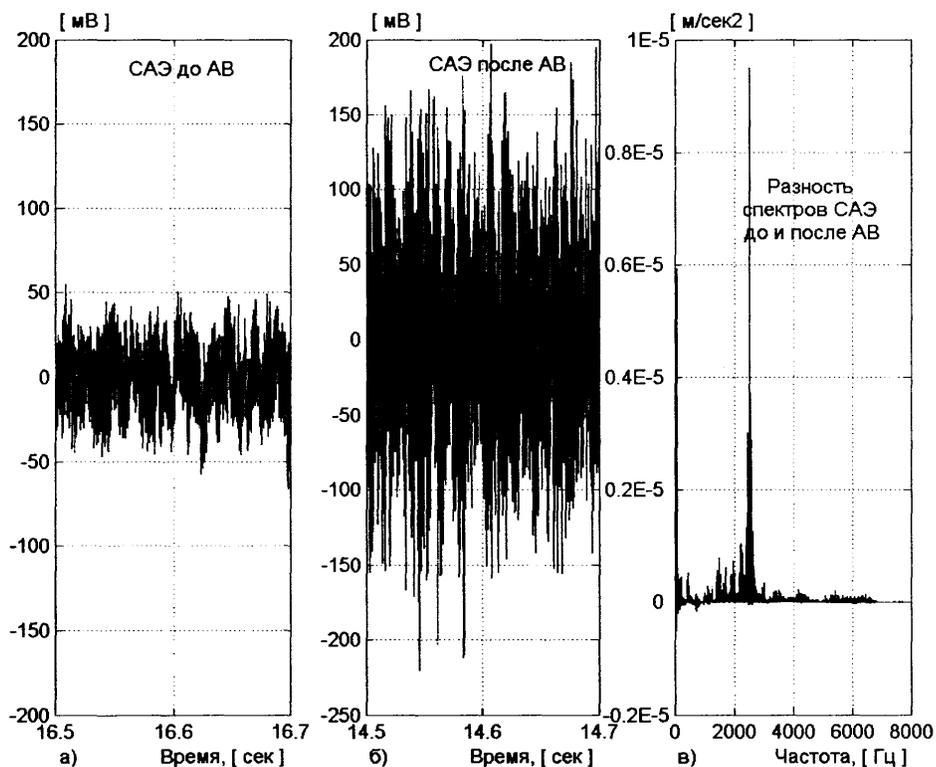


Рис. 2. Спектры сигналов САЭ до и после АВ в скважине №1964 с нефтенасыщенным коллектором. Пример записи сигнала САЭ в середине продуктивного пласта на глубине 2064,5 м. Обозначения к рисунку, такие же как и на рис. 1

разница в изменении полного интеграла энергии САЭ для указанной глубины составляет в сторону уменьшения в 4,4 раза относительно фонового значения, а в скважине №1964 с нефтенасыщенным коллектором эти изменения происходят в сторону увеличения энергии САЭ в 1,96 раза, для указанной глубины.

Необходимо отметить, что исследования в этих двух скважинах проводили при создании кратковременной депрессии на пласт, что способствовало созданию условий притока жидкости из пласта в скважину. При этом не исключалась возможность включения в состав регистрируемого сигнала, составляющей, которая возникала за счет фильтрации жидкости в поровом пространстве и в перфорационных отверстиях. Анализ таких сигналов проводился в работе [16] по исследованию информативности акустического и электромагнитного шума, вызванного процессами фильтрации флюидов в пластах.

Однако, эксперименты, проведенные нами в пьезометрических, контрольных, задавленных и неперфорированных скважинах, где была исключена фильтрация жидкости в поровом пространстве, были получены такие же результаты. Например, контрольная скважина №20020, месторождения Бавлы, Татарстан. В этой неперфорированной скважине были проведены исследования на характер насы-

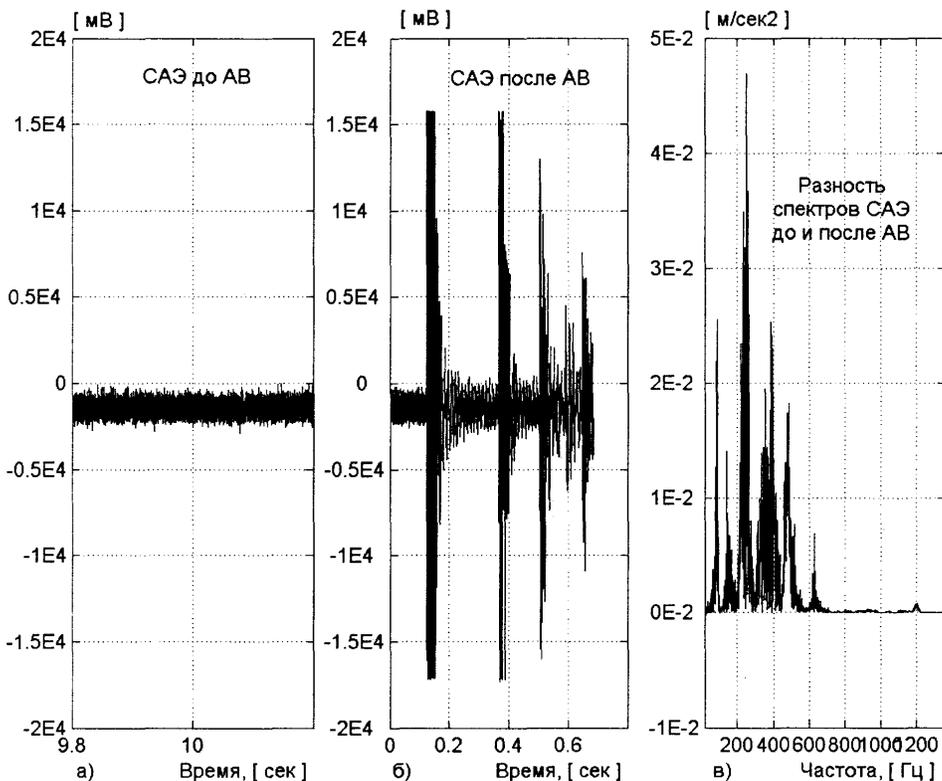


Рис. 3. Спектры сигналов САЭ до и после АВ в скважине №20020, месторождение Бавлы, с нефтенасыщенным коллектором, глубина 1754 м. Обозначения к рисунку, такие же, как и на рис. 1

ценности интервала протяженностью 100 м и сравнение результатов метода КСАЭ со всеми имеющимися данными ГИС. В частности, пласте, который ранее был определен как «слабо нефть», обнаружена сильная аномалия вызванной САЭ (рис. 3). Аномалия сигнала САЭ представляла собой импульсы с высокочастотным заполнением и частотой повторения примерно 3–7 Гц, аналогично тем, которые регистрируются на дневной поверхности в технологии «Анчар».

В последующем проверка показала, что после перфорации этого пласта в другой скважине был получен приток нефти. Подобные результаты были получены нами и на других месторождениях в Западной Сибири, Казахстане и Республики Коми.

Для определения величины сигнала САЭ в процессе выполнения технологии КСАЭ, в программе аппаратуры ААВ-400 была предусмотрена возможность вычисления энергии сигнала в заданном частотном диапазоне, который принимался полностью или определялся при помощи экспертной оценки на основании предварительного анализа сигналов в реальном времени. Величина вычисленной энергии сигнала в заданной точке записи сигнала записывалась в каротажную диаграмму синхронно с движением прибора вдоль скважины.

Таким образом, формировалась каротажная диаграмма, принятая в стандарте ГИС и позволяющая проводить сравнительный анализ полученных данных со всеми материалами предыдущих исследований скважины рис. 4. Из диаграммы видно, что вне интервала, обозначенного как коллектор, сигналы фоновой записи САЭ и после акустического воздействия почти одинаковые, а вот в середине этого интервала отмечается хорошее совпадение сильной аномалии сигнала САЭ с данными стандартного каротажа, которые характеризует пласт как нефтенасыщенный.

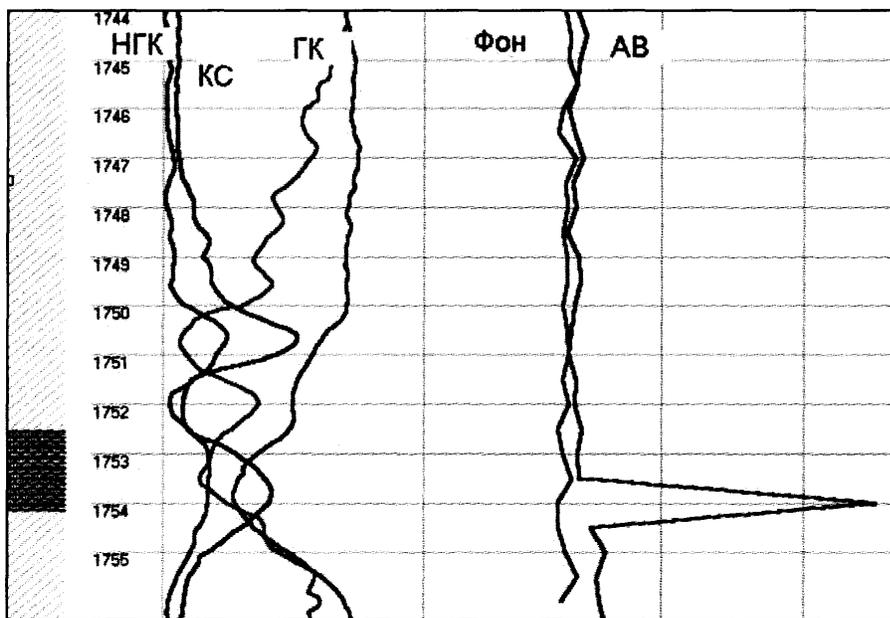


Рис. 4. Каротажная диаграмма результатов исследования скважины №20020, месторождения Бавлы. Обозначения: НГК – нейтронный гамма-каротаж, КС – каротаж кажущегося сопротивления, ГК – гамма-каротаж, Фон – фоновая запись сигнала САЭ до акустического воздействия, АВ – запись сигнала САЭ после акустического воздействия. В левой части показана геологическая колонка, с указанием пласта – коллектора и глубина

Общий алгоритм выделения интервалов насыщенности по данной методике можно представить на основе примера выделения нефтенасыщенного участка пласта и водонасыщенного участка, в одной скважине. По сути, это определение водо-нефтяного контакта (ВНК) залежи, которое имеет большое значение в решении геолого-промысловой задачи разработки месторождения (рис. 5).

В соответствии с алгоритмом последовательно производятся операции по записи и вычислению САЭ до и после акустического воздействия, затем вычисляется абсолютная и относительная разница энергий сигнала САЭ с учетом статистического разброса фона. Величина разброса фоновых значений зависит от общей тектонической обстановки и поэтому является индивидуальной для каждого месторождения и составляет величину от долей процента до десяти процентов. Поэтому за величину сигнала САЭ принимаются только такая величина, которая превышает этот разброс (графики «Нефть» и «Вода» на рис. 5). Коэффициент

нефтенасыщенности вычислялся по графику «Нефть», причем максимальное значение на нем принималось равным абсолютному значению коэффициента нефтенасыщенности, который был определен другим методом ГИС или был известен по какому-либо другому эталону.

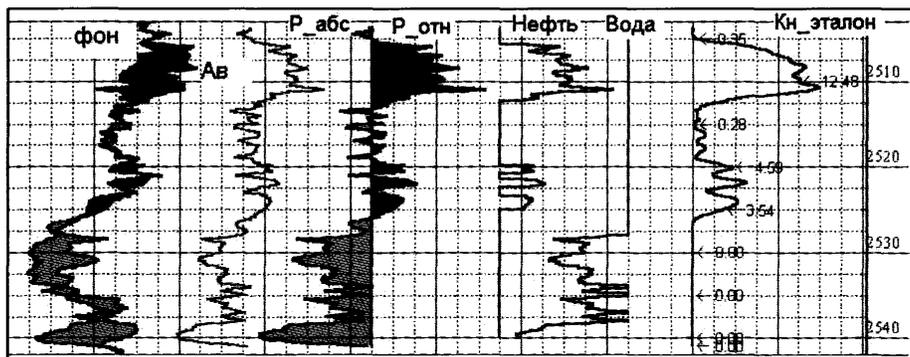


Рис. 5. Граф обработки сигналов САЭ в технологии КСАЭ. Обозначения на рисунке: Фон – энергия сигнала САЭ, вычисленная для каждой точки по глубине скважины до акустического воздействия, Ав – энергия сигнала после акустического воздействия, Р_абс – абсолютное значение разности энергии сигнала до и после АВ, Р_отн – разность энергии относительно фонового значения, Нефть – положительная относительная разность энергий уменьшенная на величину статистического разброса фонового значения САЭ, Вода – тоже, отрицательная разность, Кн_эталон – коэффициент нефтенасыщенности, вычисленный по графику «Нефть», относительно известного эталона, полученного другим геофизическим методом

Графики, приведенные на рис. 5, получены на скважине №141 Мамонтовского месторождения, Западная Сибирь, и сравнивались с данными ГИС по окончательному и радиоактивному каротажу, а также по электрокаротажу через обсадную колонну (ЭКОС). При этом каротаж производился в новых неперфорированных интервалах, с целью сравнения методов определения насыщенности пластов – коллекторов. Результаты пробной перфорации полностью подтвердили оценку насыщенности пласта по методу КСАЭ.

В связи с тем, что такой эффект наблюдался во всех без исключения скважинах, где проводились данные исследования и где можно было однозначно подтвердить характер насыщенности, можно сделать вывод о применимости данного способа для оценки характера насыщенности коллектора. В качестве критерия оценки характера насыщенности коллектора, предлагается использовать разность между значениями полной энергии сигнала САЭ после акустического воздействия на околоскважинное пространство и до воздействия.

Сравнительные испытания метода каротажа сейсмоакустической эмиссии для определения насыщенности коллекторов

Актуальность контроля текущей насыщенности эксплуатируемых пластов коллекторов обосновывается требованиями оптимальной технологии разработки месторождения. Основным осложняющим фактором при этом, является растущее обводнение пластов водой с малой минерализацией.

На практике геофизических исследований скважин, характер насыщенности пласта и его прискважинной части, определяют по данным импульсного нейтронного каротажа, модификацией импульсной нейтронной гамма спектрометрии, волнового акустического каротажа и электрокаротажа через обсадную колонну.

На основании опыта применения этих методов [17–20] накопленного его авторами, очевидны ограничения связанные с их физическими основами. Так для метода ИННК это низкая минерализация пластовой или закаченной из скважины в пласт воды.

Для С/О каротажа это влияние ближней зоны, когда исследования можно проводить после расформирования зоны проникновения фильтра бурового раствора, а также исследования перфорированного интервала не желательно из-за проникновения скважинной жидкости в пласт и др.

На результаты волнового акустического каротажа ВАК, оказывают сильное влияние помехи, связанные с регистрацией динамических параметров волны и с увеличением глубины нивелируются ее кинематические и динамические параметры при смене пластового флюида.

Электрокаротаж через обсадную колонну на основе теории дивергентного каротажа, также испытывает трудности в определении насыщенности при смене нефти на пресную воду, из-за роста ее электрического сопротивления. Интерпретация данных этого каротажа может дать завышенное значение нефтенасыщенности, а поправка, сделанная за счет нейтронных методов, может оказаться незначительной по причине малой глубинности их исследования.

Задачей настоящего исследования является попытка использования другого принципа извлечения информации о насыщенности основанного на изучении изменений физических свойств насыщенной пористой среды под действием мощного акустического поля.

Таковыми изменениями свойств, наряду с прочими, являются изменение фазового состояния нефти с растворенным в ней газом или баланса системы легких и тяжелых углеводородов, а также лавинообразное разрушение псевдокристаллов парафинов и других высокомолекулярных углеводородов у стенок капилляров под действием акустического поля большой интенсивности [21, 13]. Эти основные механизмы вносят вклад в происхождение колебаний в насыщенной пористой среде под действием внешних возмущающих факторов, какими могут служить упругие колебания большой интенсивности.

Измерения шумоакустических параметров, таких как оценка относительного снижения скорости спада шумов в нефтенасыщенном коллекторе в сравнении с водонасыщенным, после повышения и снятия импульса гидростатического давления [22], позволяет определить характер насыщенности и удешевить исследования по сравнению с ядерными методами.

Естественный акустический фон, в скважине измеренный в интервале частот 0–2,5 кГц, может также служить источником информации для оценки характера насыщенности коллектора [23]. Нефтенасыщенность здесь определяется путем сопоставления шумов в высокочастотной и в низкочастотной части спектра, причем высокий уровень амплитуд в высокочастотной части спектра, связывают с наличием в коллекторе нефти или газа, а минимальный – с наличием водоносного коллектора. Использование этого способа, как отмечают сами авторы, требует набора статистических данных, необходимых для интерпретации результатов

измерений САЭ с учетом особенностей геологического строения, состава и свойств коллектора. Такой подход к оценке насыщенности в целом правильно отражает тенденцию распределения спектральной плотности энергии естественного фона, но не является адекватным.

В патенте [24] описан метод регистрации естественной и вызванной сейсмоакустической эмиссии при возбуждении сейсмических колебаний для целей разведки нефтегазовых месторождений. В этой работе, как и в работах других авторов, используется информация о динамике вызванной сейсмоакустической эмиссии (САЭ) для анализа наличия углеводородов в подземной формации.

Таким образом, регистрация сигнала САЭ в скважине или на поверхности земли в широком диапазоне частот в силу своей специфики, а именно, измерения смещения или его производных – скорости и ускорения, позволяет получить информацию о связи свойств насыщенных пористых сред с динамикой этих сигналов под действием внешних возмущений. Представляется особенно актуальным проследить эту связь с характером насыщенности порового пространства в непосредственной близости расположения источника возмущений и приемника сигнала, т.е. в скважине.

Техническим средством для решения этой задачи послужил метод и аппаратура акустического воздействия [11] предназначенный для восстановления производительности эксплуатационных скважин. Первичным результатом метода является восстановление проницаемости насыщенного порового пространства, причем как в ближней зоне, так и в удаленной зоне пласта. По результатам гидродинамических исследований, после акустического воздействия по всей толще работающих пропластков происходит увеличение проницаемости призабойной зоны на 80–130%, а удаленной зоны на 40–160%. По этим данным можно судить о глубине акустического воздействия.

Обнаружено, что после акустического воздействия на околоскважинное пространство происходит изменение энергии САЭ. Тот факт, что наибольший вклад в изменения САЭ вносят именно свойства жидкости, которая находится в данный момент в поровом пространстве пласта коллектора, подтверждается другими методами геофизических исследований скважин. Геофизические исследования проводились в комплексе работ по контролю за разработкой месторождения по методике: приток-состав. Установлено, что в коллекторе, насыщенном нефтью или газом, после акустического воздействия наблюдалось увеличение сигнала САЭ по сравнению с исходным значением, а в коллекторе, насыщенном водой, наблюдалось его снижение [25, 26, 10].

Определение характера насыщенности в заданном интервале перфорированной или не перфорированной скважины производится по одной и той же технологии, а именно: каротаж сейсмоакустической эмиссии, акустическое воздействие, повторный каротаж, КВК-КСАЭ. Методика работ состояла в исследовании сигналов сейсмоакустической эмиссии до и после акустического воздействия.

В данной работе представлены результаты определения насыщенности коллекторов методом КСАЭ в сравнительных испытаниях с методом электрокаротажа в обсаженных скважинах, проводимой отечественной аппаратурой и методом ЭКОС, а также аппаратурой фирмы Schlumberger.

На рис. 6. представлены результаты по методу КСАЭ и сопоставлены с результатами других методов определения характера насыщенности в контрольной

скважине Мамонтовского месторождения, Западная Сибирь. Результаты по методу КСАЭ практически полностью повторяют результаты ИННК С/О и ЭКОС до глубины 2242 м.

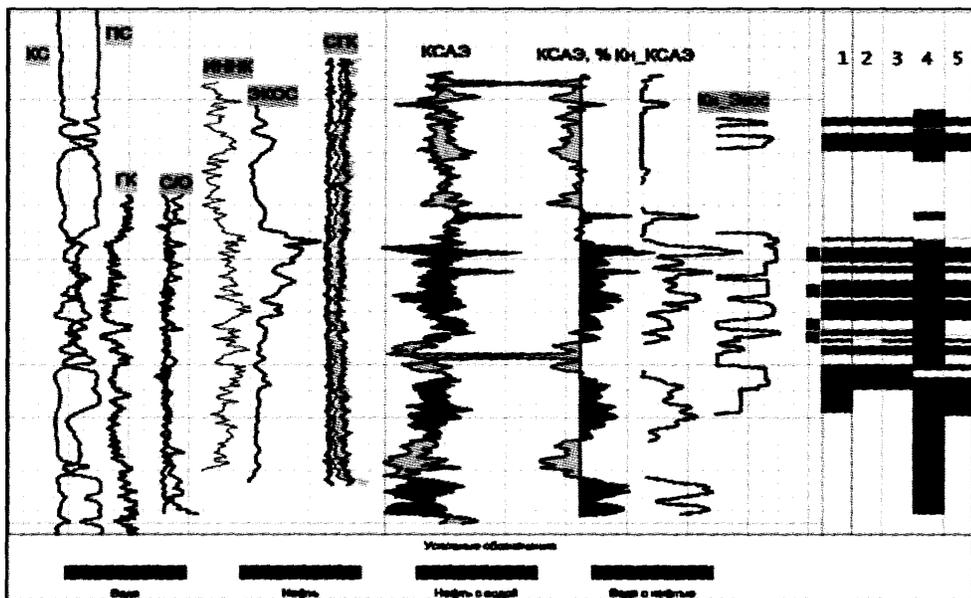


Рис. 6. Сопоставление различных методов определения характера насыщенности.
 1 – Интервалы нефтенасыщенности по данным окончательного каротажа.
 2 – Интервалы нефтенасыщенности по данным ИННК и УКК
 3 – Интервалы нефтенасыщенности по данным ЭКОС
 4 – Интервалы нефтенасыщенности по данным КСАЭ
 5 – Нефтенасыщенность по методу КСАЭ в интервалах выделенных с коррекцией по окончательному каротажу

Далее до глубины 2254 м по методу КСАЭ отмечается положительная динамика сигнала САЭ, что свидетельствует о нефтенасыщенности коллектора. Никакие другие методы не отбили нефть в этом интервале, или этот интервал не рассматривался при интерпретации, хотя имеются предпосылки к нефтенасыщенности по данным окончательного каротажа.

В интервале 2254–2260 м по методу КСАЭ отбивается вода, т.к. отмечена отрицательная динамика сигнала САЭ – этот вывод хорошо совпадает с данными окончательного каротажа, т.к. этот интервал – коллектор (по ГК) и имеет более низкое сопротивление (по КС), чем вышележащий интервал (нефтенасыщенный). Интервал 2260–2268 м отмечается положительной динамикой сигнала САЭ, что свидетельствует о наличии углеводородов. Логично предположить, что в прирост энергии САЭ в интервалах 2260–2268 м и 2242–2254 м – связан со связанной нефтью.

Последняя колонка на рис. 6. – результаты КСАЭ по выделенным коллекторам.

Перфорация в этой скважине была проведена в следующих интервалах: 2218–2220 м, 2225–2227 м, 2232–2233 м, 2234–2236 м. По результатам испытаний скважины после перфорации дебит составил 40 т/сут. при обводненности 35%.

Анализ данных перфорации показывает, что все проперфорированные интервалы определены по методу КСАЭ как нефтенасыщенные. Также следует отметить тот факт, что если интервалы 2218–2220 м, 2225–2227 м и 2234–2236 м были выделены всеми методами как нефтенасыщенные, то интервал 2232–2233 м был выделен только по данным КСАЭ.

Интервал перфорации 2234–2236 м по подошве вплотную граничит с выделенным по методу КСАЭ водяному пласту и может быть источником притока воды в скважину.

Интервал перфорации (м)	Насыщенность по КСАЭ	Процент нефтенасыщенности по КСАЭ	Примечание
2218–2220	Нефть	20	
2225–2227	Нефть	10	
2232–2233	Нефть	8	Выделен только по методу КСАЭ
2234–2236	Нефть	8	Возможен приток воды

На другой скважине этого же месторождения, также был поставлен полный комплекс методов определения характера насыщенности: ИННК, С/О, ЭКОС. Результаты методов представлены на рис. 7. Как видно результаты каротажа САЭ хорошо совпадают с результатами других методов каротажа.

Из диаграмм сигналов САЭ видно, что положительная динамика сигнала САЭ в интервале 2508–2512 м значительно больше, чем в интервале 2520–2526 м это косвенно подтверждает сделанные выводы по ЭКОС о том, что интервал 2509–2511 м насыщен нефтью с водой. Интервал 2520–2526 м водой с нефтью, но в обоих интервалах нефть присутствует и дает положительную динамику сигнала САЭ после акустического воздействия.

Перфорация была проведена в интервале: 2517–2523 м (см. рис. 7). По результатам испытания скважины после перфорации обводненность продукции составила 97%.

Анализ данных перфорации показывает, что проперфорированный интервал определен по методу КСАЭ как нефтенасыщенный, с коэффициентом нефтенасыщенности 2–3%. По методу ЭКОС коэффициент нефтенасыщенности составил порядка 30%, хотя на исходной кривой ЭКОС никаких аномалий не выделяется. Таким образом, состав притока полученного из интервала перфорации полностью соответствует прогнозу по методу КСАЭ.

Основной вывод состоит в том, что по методу КСАЭ могут быть не только четко выделены нефтенасыщенные и водонасыщенные коллектора, но при наличии эталона или модели может быть дана абсолютная количественная оценка нефтенасыщенности.

Аналогичные исследования были проведены на скважинах Возейского месторождения, Коми. По результатам исследования скважины №4005 по методу: КВК-КСАЭ, получены сравнительные данные анализа насыщенности исследуемого интервала с методами электрического каротажа через обсадную колонну СНFR и ядерными методами RST фирмы Schlumberge, а также с данными окончательного каротажа.

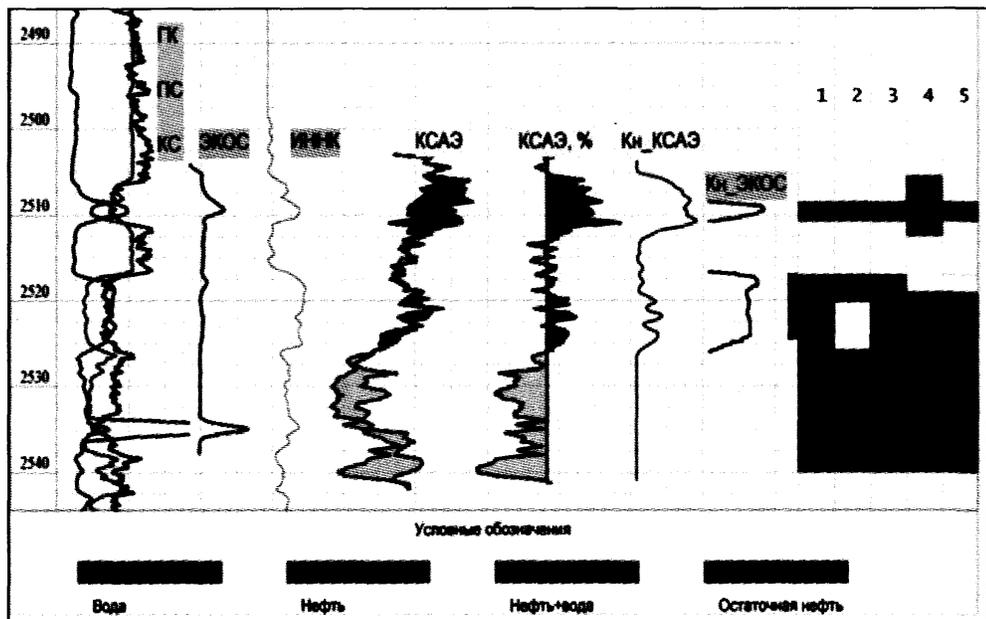


Рис. 7. Сопоставление различных методов определения характера насыщенности.
 1 – Интервалы нефтенасыщенности по данным окончательного каротажа.
 2 – Интервалы нефтенасыщенности по данным ИННК и УКК
 3 – Интервалы нефтенасыщенности по данным ЭКОС
 4 – Интервалы нефтенасыщенности по данным КСАЭ
 5 – Нефтенасыщенность по методу КСАЭ в интервалах выделенных с коррекцией по окончательному каротажу

Целью исследования было выявление нефтенасыщенности пород интервале 3120–3150 м.

Методика проведения работ по определению характера насыщенности пластов – коллекторов состояла в исследовании динамики сигнала сейсмоакустической эмиссии до и после акустического воздействия.

По разрезу скважины дискретно с шагом 0,5 м, проводился замер фонового значения сигналов САЭ, затем проводилось оценочное акустическое воздействие, после этого записывалось новое значение сигнала САЭ. Всего было проведено два оценочных воздействия.

Запись сигналов САЭ после каждого из оценочных акустических воздействий проводилась во всем исследуемом интервале 3120–3150 м.

Для оценки погрешности измерений сигналов сейсмоакустической эмиссии фоновый замер сигналов САЭ был проведен 2 раза. По этим двум записям рассчитана средняя погрешность измерений – она составила 9%. Поэтому далее при интерпретации уровень изменения энергии в пределах 10% был отсечен.

Интерпретация записанных данных основана на выделении отклика пористой насыщенной среды на акустическое воздействие. Кривая сигналов САЭ, записанная после оценочного воздействия сравнивается с фоновой и выделяются интервалы прироста (в случае нефтенасыщенного коллектора) или падения энергии (в случае водонасыщенного коллектора) превышающие погрешность измерения.

Рассчитывается кривая прироста энергии САЭ относительно фоновых значений и затем отсекается уровень погрешности и получается кривая, выделяющая интервалы нефтенасыщенности или водонасыщенности.

Для расчета коэффициента нефтенасыщенности (Кн) привлекается материал окончательного каротажа или ближайшего по времени метода определения коэффициента нефтенасыщенности.

Основные результаты по данным КСАЭ и проведенной интерпретации состоят:

1. Интервал 3120–3126 м – коллектор нефтенасыщенный. Динамика (прирост) сигнала сейсмоакустической эмиссии составила +(10–14%).

2. Интервал 3126,5–3128,5 м – коллектор водонасыщенный. Динамика (падение) сигнала сейсмоакустической эмиссии составила – (40%).

3. Интервал 3128,5–3132,1 м – коллектор нефтенасыщенный. Динамика (прирост) сигнала сейсмоакустической эмиссии составила +(10–14%).

4. Интервал 3135–3139,5 м – коллектор нефтенасыщенный. Динамика (прирост) сигнала сейсмоакустической эмиссии составила +(12–40%).

5. Интервал 3143–3150 м – коллектор нефтенасыщенный. Динамика (прирост) сигнала сейсмоакустической эмиссии составила +(12–47%).

Сопоставление результатов КСАЭ с данными окончательного каротажа:

Данные окончательного каротажа полученные в необсаженной скважине и поэтому они приняты за исходную информацию.

Данные окончательного каротажа представлены следующими кривыми – КС, ПС, ИК, ГК. (рис. 8).

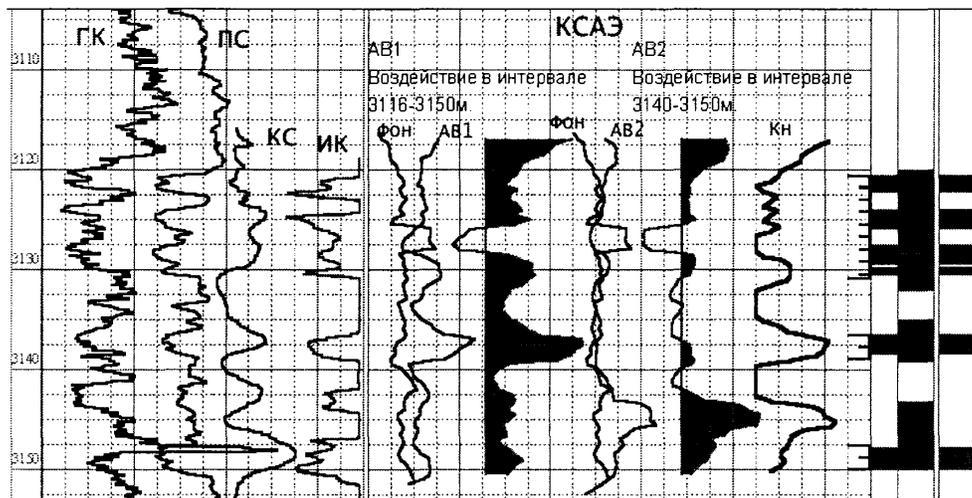


Рис. 8. Сопоставление результатов КСАЭ с диаграммами окончательного каротажа

Анализ результатов сопоставления данных КСАЭ и окончательного каротажа показал, что данные по методу КСАЭ коррелируются с данными окончательного каротажа. Аномалии на построенной кривой коэффициента нефтенасыщенности по КСАЭ совпадают с аномалиями, по которым выделены нефтенасыщенные интервалы на кривых КС и ИК (рис. 9).

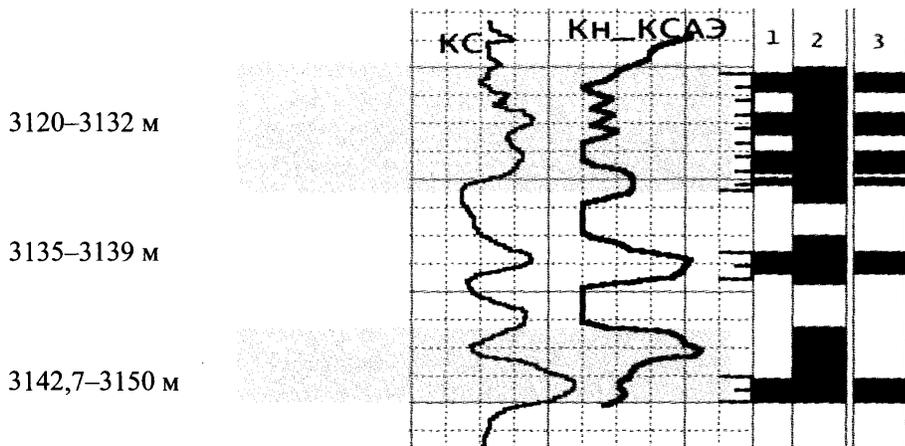


Рис. 9. Сопоставление результатов КСАЭ с диаграммой КС

На рис. 8 и рис. 9 приведены три колонки оценки нефтенасыщенности:

- 1 – Интервалы нефтенасыщенности по данным окончательного каротажа
- 2 – Интервалы нефтенасыщенности по данным каротажа сейсмоакустической эмиссии.

3 – Нефтенасыщенность по методу КСАЭ в интервалах выделенных с коррекцией по окончательному каротажу.

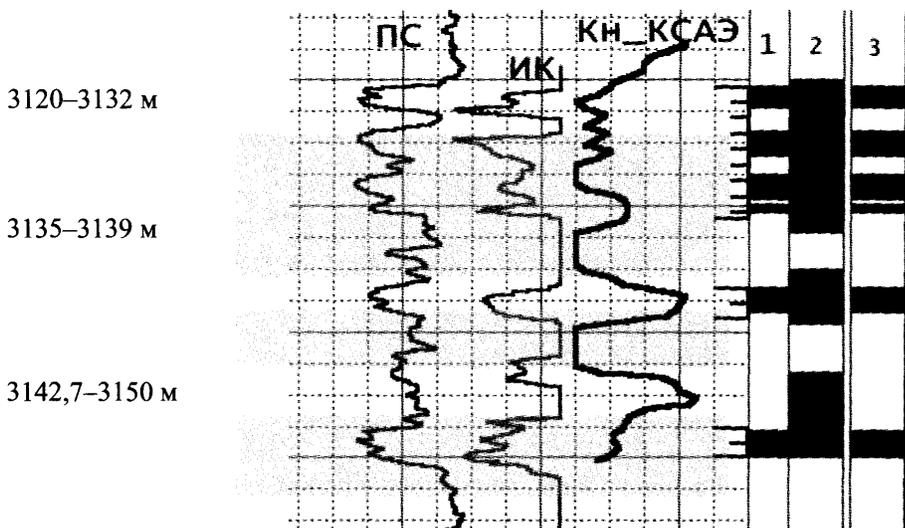


Рис. 10. Сопоставление результатов КСАЭ с диаграммами ИК и ПС

На кривой кажущегося сопротивления положительными аномалиями выделяются нефтенасыщенные интервалы, на кривой, полученной по методу КСАЭ положительные аномалии, так же отвечают за нефтенасыщенные интервалы, а амплитуда аномалии отвечает за процент насыщенности. Как видно из рис. 4, аномалии по обе-

им кривым хорошо совпадают в интервалах 3135–3139 м и 3120–3132 м. В интервале 3142,7–3150 м аномалия по кривой КСАЭ перекрывает две аномалии на диаграмме КС, что говорит о возможной нефтенасыщенности интервала и между аномалиями КС т.к. он тоже, судя по диаграмме ПС и ГК, является коллектором (рис. 10).

Сопоставление данных метода КСАЭ с диаграммами ПС и ИК подтверждает предыдущие выводы, а именно выделенные интервалы: 3120–3132 м, 3135–3139 м, 3142,7–3150 м. Видно, что на диаграмме ИК в интервале 3142–3144,5 м также присутствует аномалия, что подтверждает данные метода КСАЭ о нефтенасыщенности данного интервала.

Как видно, прогноз по методу КСАЭ более оптимистичен, но не противоречит заключению по окончательному каротажу.

Сопоставление результатов КСАЭ с данными методов CHFR и RST (Shlumberger):

На данной скважине были проведены исследования также методами: CHFR – каротаж кажущегося сопротивления породы через обсадную колонну; RST – углерод – кислородный каротаж.

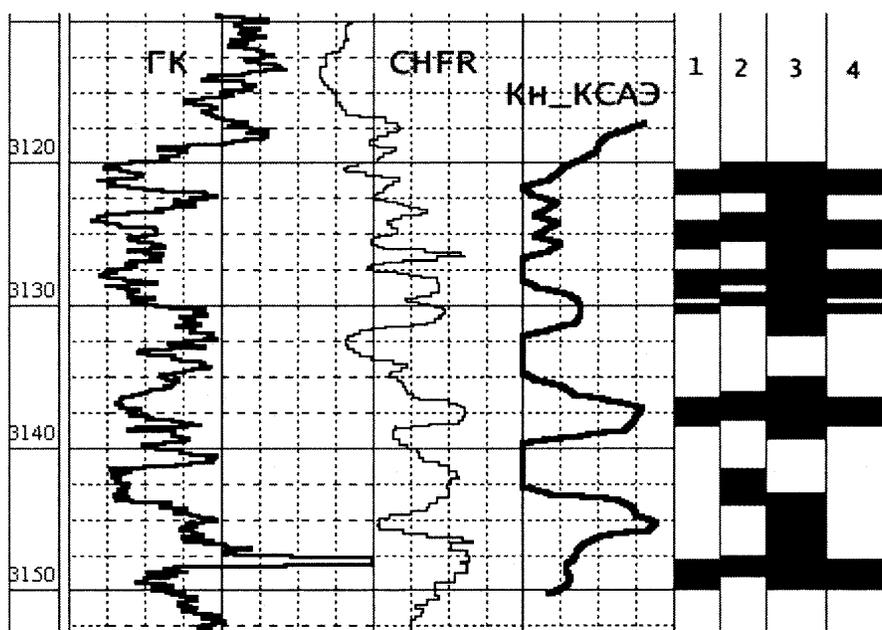


Рис. 11. Сопоставление результатов КСАЭ с исходными диаграммами CHFR

Метод CHFR измеряет кажущееся сопротивление породы через обсадную колонну, а повышенное кажущееся сопротивление указывает на наличие нефти, рис. 11. Как видно из рис. 6, аномалии на кривой CHFR повторяются на кривой аномалий по методу КСАЭ в интервалах 3120–3132 м и 135–3139 м. В интервале же 3142,7–3150 м, как и в случае с КС в не обсаженной скважине, аномалия по КСАЭ перекрывает две аномалии по CHFR.

На рис. 11 представлено 4 колонки с выделенными интервалами нефти – донасыщенности:

- 1 – Интервалы по данным окончательного каротажа
- 2 – Интервалы по данным CHFR и RST
- 3 – Интервалы нефтенасыщенность по данным КСАЭ
- 4 – Насыщенность по методу КСАЭ в интервалах выделенных с коррекцией по окончательному каротажу.

Далее проведем сравнение результирующих кривых нефтенасыщенности рассчитанных по методам CHFR и RST и кривой нефтенасыщенности по КСАЭ, рис. 12.

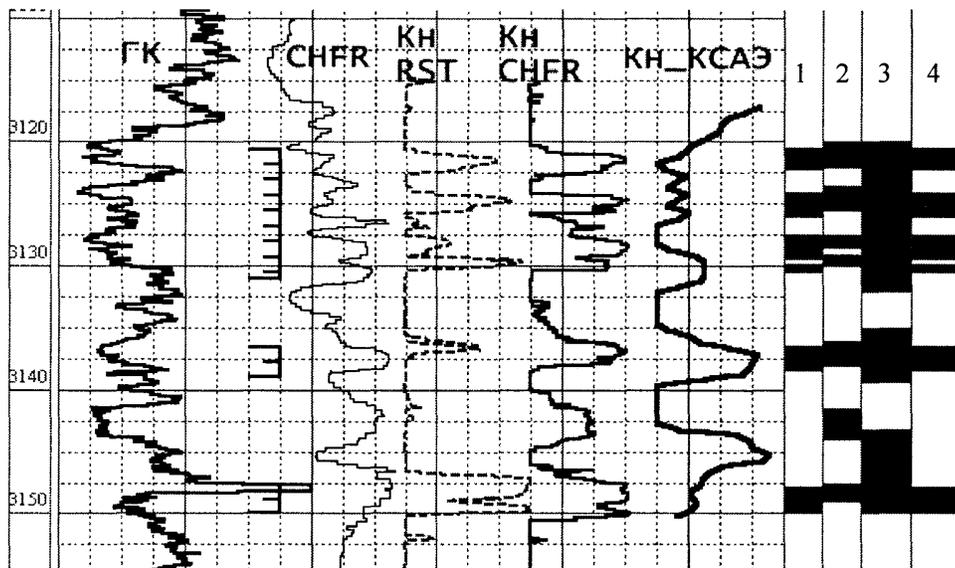


Рис. 12. Сопоставление результатов КСАЭ с исходными диаграммами CHFR

Необходимо отметить тот факт, что по различным исходным данным метода CHFR были выданы одинаковые коэффициенты нефтенасыщенности – интервал 3120–3132 м. Поэтому в этом интервале корреляция между методом КСАЭ и обработанными результатами метода CHFR хуже, чем с исходными данными.

Как видно из рис. 12, интервалы выделяемых аномалий по обоим методам полностью совпадают, как совпадают они и с данными окончательного каротажа.

Подробное сравнение интервалов и результатов определения характера насыщенности см. таблицу.

Сводная таблица результатов интерпретации

Интервалы по CHFR, RST (Shlumberger)	Интервалы по КСАЭ (Интенсоник)	Интерпретация CHFR и RST			Интерпретация КСАЭ	
		Кн, %, CHFR	Кн, %, RST	Насыщенность	Кн, %	Насыщенность
3120–3122	3120–3126,5	60–70	45–65	нефть	20	нефть
3123,5–3125,5		60	50	Нефть (+ вода)		

3126,5–3128,5	3127,0–3128,5	73	32	нефть		вода
3128,5–3132,1	3129,0–3130,0	60	50	нефть	32	нефть
3135,0–3139,3	3136,0–3138,0	70	55	нефть	73	нефть
3141,5–3144		50	–	возможно нефть		
3143,0–3150	3147,5–3149,0	75	90	нефть	84	нефть

Практическая реализация метода КСАЭ на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь»

1. Метод распространяется на все объекты разработки нефтяных и газовых месторождений и может являться обязательным при проведении исследований и формировании соответствующей информационной базы, а так же для научно-исследовательских и проектных организаций занимающихся вопросами комплексных методов геолого-геофизического изучения и информационного сопровождения процессов разработки, специализированных подрядных предприятий, выполняющих согласно договорам сервиса, работы по бурению, освоению, и специальных исследований.

2. Однозначность решения задачи при ПГИ во многом зависит от условий в скважине в процессе проведения исследований. При этом существенную роль играют такие параметры, как дебит скважины и процент обводненности продукции. Информативность стандартных ПГИ резко снижается при плохой отработке скважины, несоблюдении технологии работ, эксплуатации одной скважиной сразу нескольких нефтяных пластов, сложным составом продукции отсутствием зумпфа и пр.

3. Метод КСАЭ основанный на исследовании залежи углеводородов как динамической системы, обладающей аномально высокой энергетической насыщенностью по сравнению с окружающим пространством. Процессы переноса и преобразования энергии в многокомпонентной и гетерофазной пористой геологической среде сопровождаются сейсмоакустической и электромагнитной волновой эмиссией. Эти процессы могут служить источником информации о нелинейных свойствах такой среды, о ее вещественном составе и о протекающих в ней механических, геохимических и электромагнитных процессах, благодаря возможности распространения этих волн и их регистрации удаленными сенсорами.

4. Исследования акустической эмиссии в скважине показали, что она может быть вызвана акустическим воздействием, которое применяется для восстановления проницаемости прискважинной зоны пластов и использует волновое поле большой интенсивности – 8–10 Вт/см². Метод акустического воздействия на призабойную зону пластов предназначен для восстановления проницаемости насыщенного порового пространства, причем как в ближней зоне, так и в удаленной зоне пласта. По результатам гидродинамических исследований, после акустического воздействия по всей толще работающих пропластков на месторождениях Пермской области было зафиксировано увеличение проницаемости призабойной зоны на (80–130) процентов, а удаленной зоны на (40–160) процентов. По этим данным можно судить о глубине изменений свойств насыщенной пористой среды под действием акустического поля с указанной начальной интенсивностью.

5. Метод каротажа сейсмоакустической эмиссии основан на сопоставлении естественной и вызванной сейсмоакустической эмиссии горных пород, в широком диапазоне частот до и после акустического воздействия. Для записи сигнала сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в процессе выполнения работ по акустическому воздействию в скважинном приборе установлен акустический датчик, приемная и регистрирующая аппаратура. Работа аппаратуры запрограммирована на выполнение цикла: записи сигнала эмиссии, акустического воздействия и повторной записи сигнала эмиссии для каждой точки в заданном интервале по глубине скважины. По принятой в геофизике терминологии этот метод можно назвать каротаж сейсмоакустической эмиссии (КСАЭ) в цикле каротаж – акустическое воздействие – каротаж (КВК). Объединение двух функций: мощного акустического воздействия (АВ) и регистрации сигналов САЭ в одном приборе позволило получить информацию об изменении этого сигнала по разрезу скважины в продуктивном пласте и за его границами, как непосредственно до и после акустического воздействия, так и в процессе мониторинга сигналов САЭ во времени.

6. Решаемые геологические задачи методом КСАЭ по технологии КВК:

6.1. Управляемое акустическое воздействие на пласт с целью увеличения проницаемости призабойной зоны пласта и увеличения дебита (приемистости) скважины.

6.2. Определение характера насыщенности пластов коллекторов.

7. Объектами для проведения АВ являются скважины добывающего и нагнетательного фонда, аномально снизившие свою производительность за счет засорения ПЗП. Поэтому основной целью АВ является разрушение когельматирующего ПЗП материала, кажущееся понижение вязкости порозаполняющего флюида и повышение гидропроводности ПЗП.

8. Общая схема технологии проведения работ по АВ состоит из следующих этапов:

8.1. Гидродинамические исследования до воздействия проводятся для оценки состояния ПЗП, расчета гидродинамических характеристик ближней и дальней зоны пласта, выделения приточных и застойных зон пласта и оценки состава притока. На основании этих исследований оперативно, непосредственно на скважине, определяется степень засорения ПЗП и слабопроницаемые, наиболее закольматированные участки перфорации, которые впоследствии являются основными объектами воздействия, а так же обводненные интервалы перфорации, в которых проведение АВ нежелательно.

8.2. АВ с применением методики КВК, которая позволяет в динамическом режиме оценивать отклик пласта и качество проведения АВ непосредственно в процессе воздействия. Объединение двух функций – АВ и методики КВК – позволяет выделять приточные и застойные зоны, а также зоны заводнения, и проводить воздействие избирательно по наиболее закольматированным участкам, не воздействуя на обводненные интервалы.

8.3. Определение профиля и состава притока и гидродинамические исследования после АВ. Эти исследования позволяют оценить энергетические характеристики пласта и степень изменения профиля и состава притока под влиянием акустического поля, а также оценить эффективность проведенного мероприятия.

9. Следует подчеркнуть, что АВ и ГИС до и после воздействия необходимо проводить при одновременном создании депрессии на пласт.

10. Методика КСАЭ для оценки характера насыщенности может применяться в любых геологических условиях, на карбонатных и терригенных отложениях, в том числе в сложных геологических условиях, таких как *низкая минерализация пластовых вод*, когда достоверность ядерно-геофизических методов определения характера насыщенности пластов недостаточна.

11. Аппаратурное, программное и метрологическое обеспечение КСАЭ основано на базе специализированного, аппаратно – программного комплекса ААВ-400, разработанного в «НПФ «Интенсоник».

12. Методика работ по методу КСАЭ производится в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации ААВ-400» и СТ ТК440-010-01 (Стандарт технического комитета по стандартизации «Геофизические исследования и работы в скважинах» ТК440) Программно-аппаратный комплекс акустического воздействия ААВ-400).

Литература

1. Проблемы геофизики XXI века. Сборник научных трудов в двух книгах под редакцией члена-корреспондента РАН А.В. Николаева. – М.: «Наука»; 2003.

2. *Соболев Г.А., Пономарев А.В., Кольцов А.В.* Возбуждение колебаний в модели сейсмического источника // Физика Земли, 1995. №12, с. 72–78.

3. *Сбоев В.М.* Исследование динамических процессов в массиве горных пород на глубоких подземных предприятия // Известия АН СССР, сер. «Физика Земли», 1982, №10, с. 57–61.

4. *Симонов Б.Ф., Опарин В.Н., Канискин Н.А., Чередников Е.Н., Кадышев А.И., Масленников В.В.* Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности // Нефтяное хозяйство, 2000, №5, с. 41–46.

5. *Белоненко В.Н.* Вибросейсмическая технология повышения углеводородоотдачи пластов // Нефть и газ, с. 14–17.

6. *Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В., Видмонт Н.А.* Проблема предсказания землетрясений: результаты, обсуждение, предложения // Вестник ОГТТГН РАН, 2000, т. 1, №2(12).

7. *Алексеев А.С., Цецохо В.А., Белоносова А.В., Белоносов А.С., Сказка В.В.* Вынужденные колебания трещиновато-блочных флюидонасыщенных слоев при вибросейсмических воздействиях // Физико технические проблемы разработки полезных ископаемых; Геомеханика, 2001, №6, с....

8. *Арутюнов С.Л., Лошкарев Г.Л., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В., Новицкий М.А., Немтарев В.И., Кузнецов О.Л., Шутлов Г.Я., Резуненко В.И., Черненко А.М.* Способ вибросейсморазведки при поиске нефтегазовых месторождений. – Патент №2045079; МПК: 6 G01V1/00; 1992.04.01.

9. *Бутенко Г.А., Михайлов В.А., Тикшаев В.В.* Способ сейсмической разведки при поисках нефтегазовых месторождений. – Патент РФ №2105324; МПК: G01V1/00 1998.

10. *Дрягин В.В.* Исследование динамики вызванной акустической эмиссии для оценки характера насыщенности коллектора. НТВ «Каротажник», 2002, №98.

11. *Митрофанов В.П., Дзюбенко А.И., Нечаева Н.Ю., Дрягин В.В.* Результаты промысловых испытаний акустического воздействия на призабойную зону пласта. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1998, №10.

12. *Кузнецов О.Л., Ефимова С.А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности; М.: Недра, 1983.

13. *Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж.* Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтяные пласты. – М.: Мир, 2001, ...с.

14. Дрягин В.В., Кузнецов О.Л. Технология обнаружения и извлечения углеводородов на основе их реакции на волновое воздействие // Научно-технический журнал «Технологии ТЭК», 2003, №5(12), с...

15. Продукция ЗАО «Интенсоник & К» – Научно-технический вестник АИС «Каротажник» №45, 46, 55, 64, 98, 107, 1998–2003 г.

16. Ипатов А.И., Городнов А.В., Петров Л.П., Шумейко А.Э., Скопинцев С.П. Апробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при оценке фильтрации флюидов в породах // Научно-технический вестник Каротажник; 2004; №9(122), с. 51–66.

17. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Юсупов Р.И., Воронков Л.Н., Ведерников И.Р. Опыт применения волнового акустического каротажа для оценки текущей нефтенасыщенности пластов // НТВ «Каротажник», 2000. №71.

18. Хаматдинов Р.Т., Тропин А.Н., Тихонов А.Г., Глебочева Н.К. Сравнительные испытания аппаратурно-методического комплекса углеродно-кислородного каротажа АИМС-С производства НПЦ «Тверьгеофизика» и аппаратуры PSGT(HALLIBURTON) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // НТВ «Каротажник», 2002. №99.

19. Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Козяр Н.В., Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития // НТВ «Каротажник», 1999. №63.

20. Брехунов А.М., Джафаров И.С., Хаматдинов Р.Т., Хисметов Т.В., Шарифуллин Ф.А. Оценка нефтенасыщенности пластов на поздней стадии разработки месторождения по результатам применения новой технологии геофизических исследований скважин с применением С/О-каротажа // НТВ «Каротажник», 2001. №81.

21. Крутин В.Н. Механизм акустической интенсификации притоков нефти из продуктивных пластов // НТВ «Каротажник», 1998. №42.

22. Кирпиченко Б.И. Заявка РФ на изобретение №96109452, МПК Е 21 В 47/00, 1998. Способ выделения нефтенасыщенных пластов.

23. Троянов А.К. Дьяконов Б.П. Новый метод оценки характера насыщенности не вскрытых перфорацией коллекторов // НТВ «Каротажник», 1999. №60.

24. Бутенко Г.А., Михайлов В.А., Тикиаев В.В. Патент РФ №2105324 .Способ сейсмической разведки при поисках нефтегазовых месторождений МПК: G01V1/00 1998.

25. Дрягин В.В. Патент №187636 от 21.02.2000 г. Способ определения характера насыщенности коллектора.

26. Дрягин В.В. Научно-техническая продукция ЗАО «Интенсоник & К» // НТВ «Каротажник». 2001. №85.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ И ВЫДЕЛЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.М. Новоселицкий, С.Г. Бычков, И.В. Геник

Горный институт УрО РАН
nvm@mi-perm.ru

В настоящее время в Пермском крае (Пермская область и Коми-Пермяцкий автономный округ), как и во всех старых нефтедобывающих регионах, актуальна проблема поисков новых перспективных территорий и объектов. В тоже время изученность Пермского Прикамья весьма неравномерна, несмотря на то, что перспективные в нефтегазоносном отношении земли занимают примерно 80% территории. Хорошо изучена зона развития Камско-Кинельской системы прогибов

(ККСП), охватывающая центральные и южные районы, где плотность сети сейсмических профилей более 2 км/км^2 . Эти земли занимают 30% площади края, где открыто большинство месторождений и сосредоточены основные неразведанные ресурсы углеводородов (УВ). Недостаточно изучены (плотность сейсмических профилей менее $1,0 \text{ км/км}^2$) центральные и южные части Юрюзано-Сылвенской депрессии (ЮСД), зарифовые участки на юго-востоке Башкирского свода и Бымско-Кунгурской впадины, большая часть Висимской впадины (ВисВ) и Верхнекамской впадин (ВКВ), Пермского свода и Ракшинской седловины, северные и восточные районы Соликамской депрессии (СолД). Слабо изучены Передовые складки Урала (ПСУ), Вычегодский и Казанско-Кажимский прогибы, северная часть Камского свода (КС), занимающие значительную часть территории края. Неравномерна изученность различных осадочных комплексов. Наиболее исследованы закономерности пространственного распределения скоплений углеводородов для палеозойского карбонатного комплекса в зоне ККСП. Слабо изучены рифейско-вендские отложения, перспективы нефтегазоносности которых связываются с Осинско-Калтасинским авлакогеном, где по данным сейсморазведки и бурения имеется значительное число крупных объектов (антиклинальные структуры, зачастую осложненные разрывами, вероятные калтасинские рифы, зоны выклинивания рифейских отложений).

Систематические региональные геофизические исследования с нефтегазопроисковыми целями выполняются в крае уже более полувека [2]. Наиболее важные исследования недостаточно и слабоизученных земель выполнены за последнее десятилетие на ЮСД, ПСУ, ВКВ, ВисВ, КС и ряде других территорий (рис. 1). В том числе в 2003–2004 годах выполнено более 1400 км региональных профилей в западных, северных и восточных районах Пермского края, а на ближайшие годы планируется выполнение более 1700 км профилей. Рекогносцировочные работы для рифейско-вендского комплекса были выполнены ранее в юго-западной части края.

Опыт проведения региональных геофизических работ как в Пермском крае, так и по России в целом [1–5], позволил сформулировать основные принципы методики, обосновать технологии извлечения информации из результатов наблюдений и определить основные этапы региональных комплексных геолого-геофизических работ.

Первый этап проведения региональных геофизических работ связан с выполнением аэрокосмогеологических исследований (АКГИ) и аэромагнитных или комплексных аэрогеофизических работ (магнитная, гамма-спектрометрическая, газовая на метан-пропан съемки), дающих общее представление об особенностях строения осадочного чехла и фундамента. При этом выполняется линеamentное дешифрирование космических снимков среднего разрешения, структурное и геологическое дешифрирование мелкомасштабных аэрофотоснимков, структурно-геоморфологические исследования, обобщенный геологический, геоморфологический и неотектонический анализ территории, выявляются трещинно-разрывные и блоковые структуры, которые могут служить перспективными участками скоплений углеводородного сырья, определяется гипсометрия и элементы разломно-блоковой тектоники «магнитного фундамента», выделяются аномалии по гамма-спектрометрической и газовой съемкам. Итогом первого этапа работ является определение первоочередных площадей и объектов для постановки профильных и площадных региональных геофизических работ.

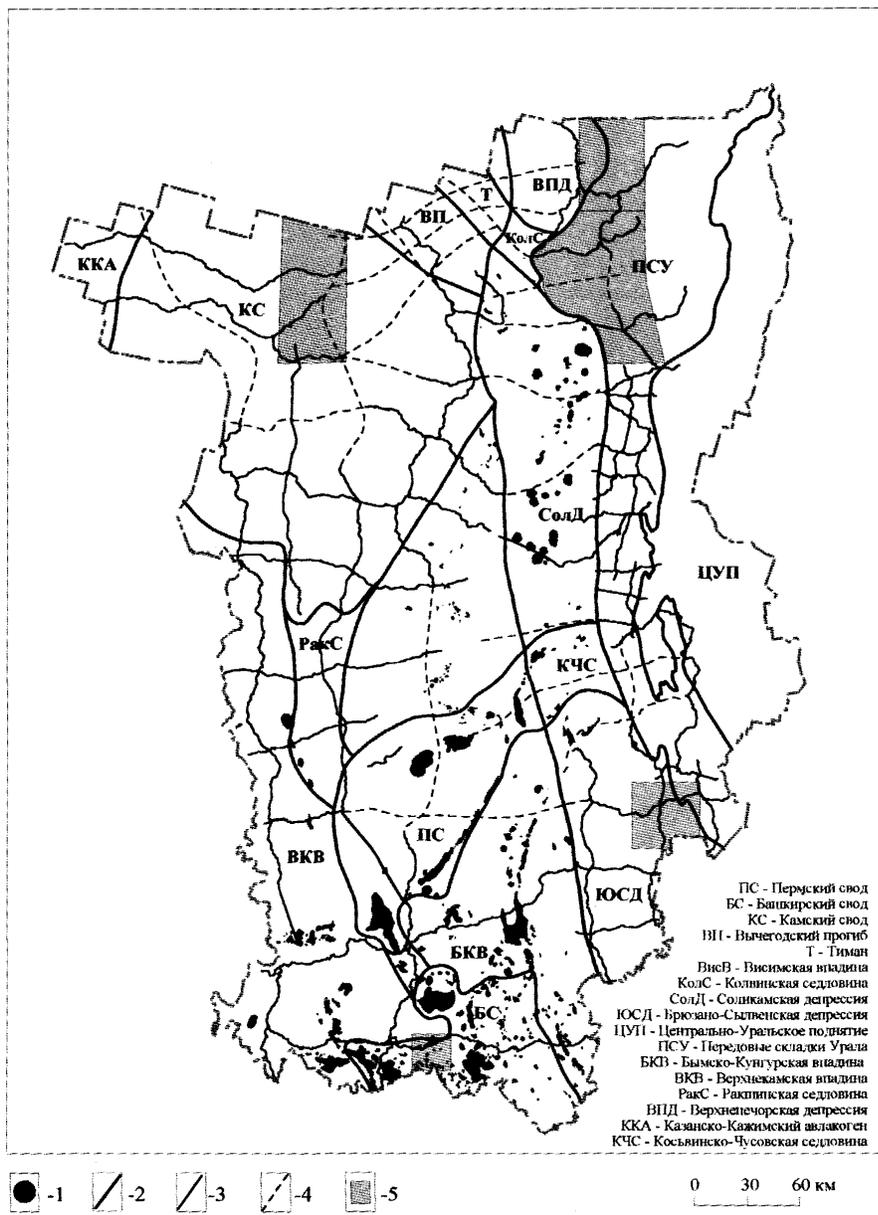


Рис. 1. Обзорная схема региона.

1 – месторождения; 2 – границы крупных тектонических структур; региональные профили: 3 – отработанные, 4 – проектируемые, 5 – площади зонально-региональных геофизических работ

Второй этап региональных работ связан с созданием каркасной сети взаимоувязанных между собой профилей, на которых выполняются геофизические наблюдения. Профили прокладываются с учетом перспективных участков, выделенных по результатам предыдущего этапа. Поскольку задачей работ является изучение

строения территории и выявления нефтегазоперспективных зон и объектов, то вместе с сейсморазведкой, обеспечивающей достаточно точные данные вдоль линии профиля, проводятся гравиметрические наблюдения. Гравиразведка является как дополнением данных сейсморазведки, так и базой для взаимной увязки всех гравиметрических съемок прошлых лет на данной территории и основой для комплексной интерпретации геологических и геофизических данных, позволяющая получить согласованную площадную модель для всей территории исследований.

Последующие этапы региональных работ связаны с параметризацией и детализацией результатов первых двух этапов. Во-первых, постановка параметрического бурения с целью изучения геологического строения осадочного чехла и кристаллического фундамента, оценки нефтеперспективности осадочного чехла и получения геолого-геофизических параметров. Во-вторых, проведение на территории нефтегазоперспективных зон, выделенных ранее, зонально-региональных геофизических работ, уточняющих строение этих зон, и намечающих отдельные объекты для постановки детальных геофизических работ.

Рассмотрим подробно методические аспекты и некоторые результаты первого и второго этапов на примере региональных исследований, выполненных в Юрюзано-Сылвенской депрессии.

Территория ЮСД расположена в юго-восточной части Пермского края. Рельеф кристаллического фундамента резко расчлененный с перепадом глубин до шести километров. По фундаменту выделяются Кунгурский палеосвод на юго-западе ЮСД (вскрыт скважиной 1-Осинцево на абс. отметке -2.996 км) и Сосновский прогиб на северо-востоке (рис. 2) с глубинами до девяти километров. По поверхности рифейского комплекса Сосновский прогиб нивелируется. Вендский структурный этаж представлен только верхним отделом, его мощность увеличивается в северо-восточном направлении до 1,5 км, на юго-востоке площади он выклинивается. В результате размыва в пределах ЮСД были полностью уничтожены породы ордовика, силура и нижнего девона, а также частично отложения среднего девона. Во франско-турнейское время к западу и северу от палеосвода развивается Калининский прогиб Камско-Кинельской системы (рис. 2). В пределах его бортовой части выделяется Веслянская валообразная зона, где мощность франско-турнейских рифогенных пород достигает более 600 м, на ней расположены ряд месторождений и структур. До мячковско-верхнекаменноугольного времени территория развивалась в типично платформенных условиях, по отложениям девона и карбона территория представляет собой моноклиальный склон с восточным погружением. Во второй половине московского века начинается орогенная фаза развития территории – формирование ЮСД, наиболее отчетливо она выделяется по кровле артинского яруса. Для территории ЮСД характерно развитие надвиговой тектоники, с которой связан высокоамплитудный тектонический Шамарский вал (рис. 2). Наиболее четко он выражен по кровлям верхнего карбона и верейских отложений и представляет собой симметричную антиклинальную складку, ось которой погружена к юго-востоку. На территории ЮСД обнаружено около 20 скоплений УВ, давших при испытании промышленные притоки нефти и газа. По площади эти месторождения распространены крайне неравномерно и разделяются условно на три группы: на севере ЮСД, на юго-западе и на востоке. Наиболее значительны извлекаемые ресурсы нефти и газа карбонатных комплексов: нижнепермского – 55,2% и верхневизейско-башкирского – 31,8%.

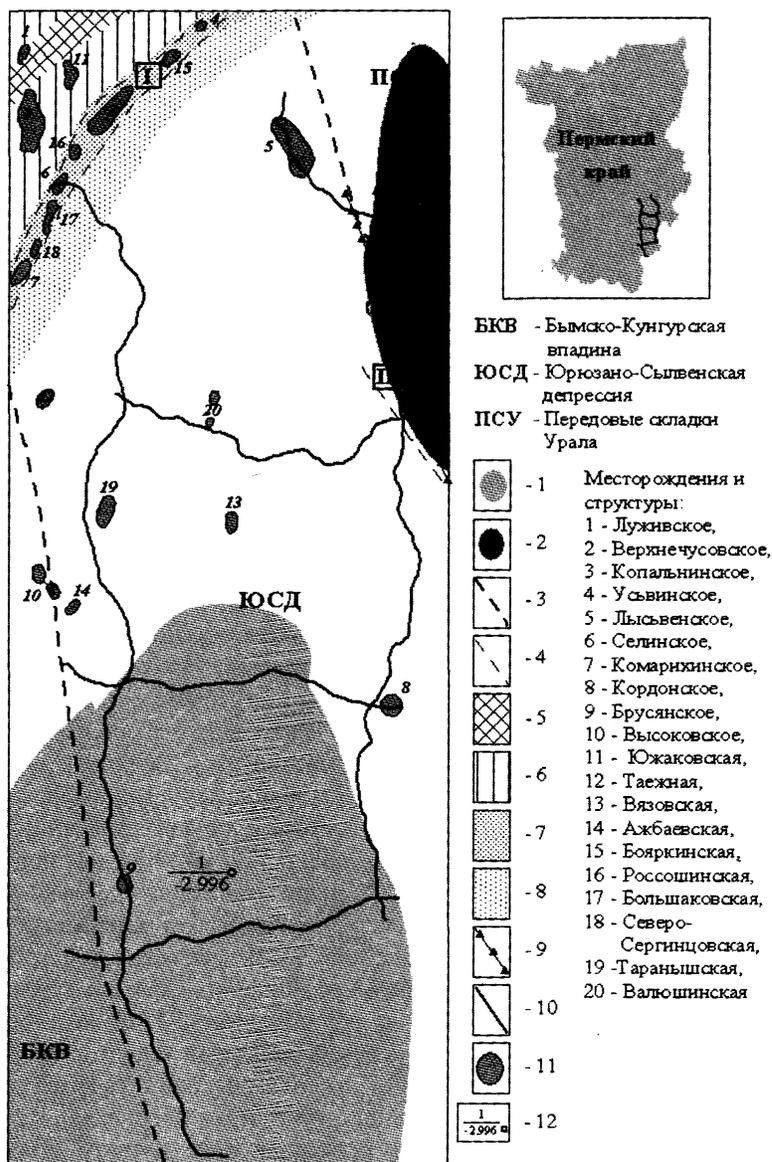


Схема тектонического районирования Юрюзано-Сылвенской депрессии.

1 - Кунгурский палеосвод; 2 - Сосновский палеопрогиб, границы: тектонических структур осадочного чехла: 3 - крупных, 4 - средних (I - Веслянская валобразная зона, II - Шамарский вал), зоны ККСИП: 5 - осевая, 6 - внутренняя прибортовая, 7 - бортовая, 8 - внешняя прибортовая, 9 - надвиги по данным геологической съемки (1 - Всеволодо-Вильвенский, 2 - Пултовско-Чусовской); 10 - региональные геофизические профили, 11 - Месторождения и структуры, 12 - скважина, вскрывшая фундамент (числитель - номер, знаменатель - абсолютная отметка кровли фундамента, км)

Рис. 2. Схема тектонического районирования Юрюзано-Сылвенской депрессии

В целом регион изучен весьма фрагментарно – наиболее исследованы северная западная и его части вдоль границ с Косьюинско-Чусовской седловиной и

Бымско-Кунгурской впадиной. Региональные работы 2002–2004 гг., выполненные в ЮСД, дали большой объем новой информации, особенно учитывая тот факт, что в последние два десятилетия системных исследований здесь не проводилось.

Аэромагнитные работы масштаба 1:200 000 выполнены для всей территории депрессии, а масштаба 1:50 000 – для ее северной части. Аномальное магнитное поле представляет собой систему последовательно чередующихся положительных и отрицательных субширотных полос, осложненных локальными аномалиями северо-западного и северо-восточного направления. В целом магнитное поле довольно слабо коррелирует с гравитационным, особенно в южной части, отражая особенности строения фундамента. По результатам АКГИ выявлена сеть линейных элементов, отображающая активизированные в новейшее время узкие субвертикальные линейные зоны, что обусловлено возрождением блоковых движений. Протяженные прямолинейные региональные и зональные линейные элементы связаны с разрывными нарушениями в фундаменте и нижней части осадочного чехла. Выше по разрезу эти нарушения компенсируются, переходя в уступообразные и флексурные перегибы слоев, и проявляются в палеозойском осадочном чехле зонами трещиноватости. В количественном отношении преобладают линейные элементы северо-восточного простирания.

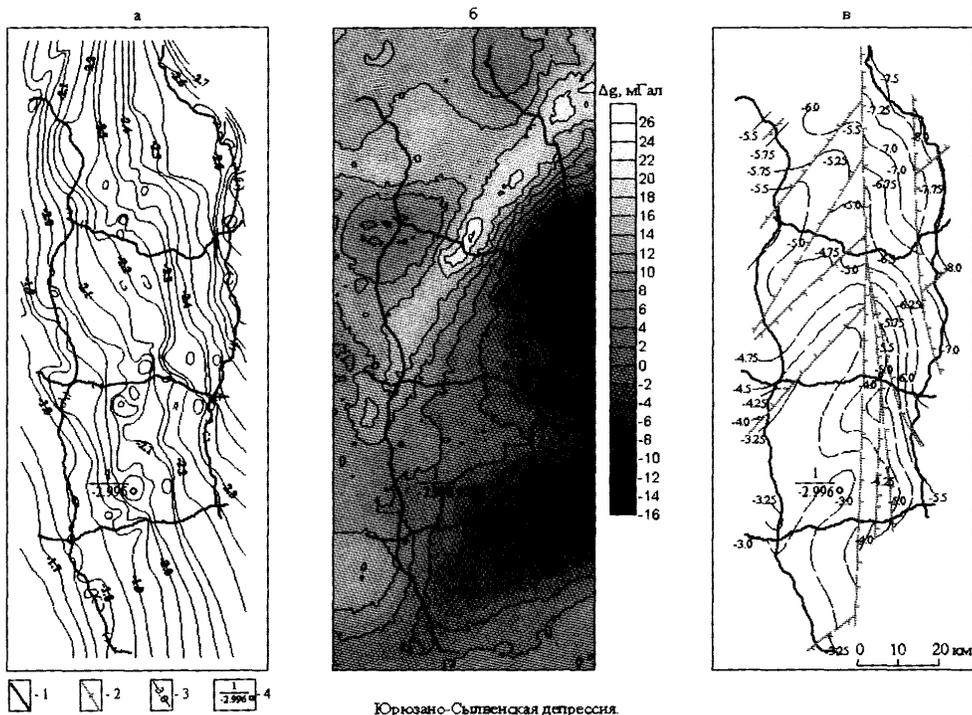
Второй этап региональных работ включал проведение и интерпретацию сейсморазведочных и гравиразведочных работ по системе из пяти региональных профилей, общей протяженностью более 460 км [4].

По результатам интерпретации данных сейсморазведки выделены сейсмокомплексы и сеймоподкомплексы, прослежены основные отражающие горизонты, построена структурная карта по ОГ II^K (рис. 3а), временные и глубинные сейсмогеологические разрезы и ряд схем: тектоническая, литолого-фациальная франко-турнейских отложений и нефтегазогеологического районирования. Выделено 18 новых приподнятых участков, уточнено строение известных структур, закартированы Всеволодо-Вильвенский и Пултовско-Чусовской надвижки и ряд тектонических нарушений в осадочном чехле. Региональные сейсморазведочные работы дают таким образом один из компонентов каркасной геофизической модели, обеспечивая глубинную привязку и вычлняя по видам волновой картины структуры различного генезиса.

Опираясь на профильные гравиметрические работы, выполнена увязка аномалий силы тяжести, полученных при съемках прошлых лет различного масштаба, составлена сводная гравиметрическая карта на всю площадь исследований (рис. 3б). На территории Юрюзано-Сылвенской депрессии выделяется Березовский максимум гравитационного поля, представляющий собой интенсивную аномалию северо-восточного простирания шириной 15–20 км, амплитудой до 25,1 мГал, характеризующуюся высокими градиентами поля – до 2 мГал/км и более.

Интерпретация профильных гравиметрических данных производится путем гравитационного моделирования и построения двумерных согласованных сейсмо-гравиметрических моделей [1]. Моделирование позволило:

а) определить степень проявления в наблюдаемом гравитационном поле структур и приподнятых участков, выделяемых сейсморазведкой по разным отражающим горизонтам;



Юрюзано-Сылвенская депрессия.
 Карты: а - отражающего горизонта $\Pi^k(C_{1L})$, б - гравитационного поля, в - поверхности кристаллического фундамента.
 1 - региональные геофизические профили, 2 - разрывные нарушения кристаллического фундамента, 3 - изогипсы, км,
 4 - скважина, вскрывшая фундамент (числитель - номер, знаменатель - абсолютная отметка кровли фундамента, км)

Рис. 3. Юрюзано-Сылвенская депрессия

б) определить плотностные характеристики основных толщ, выделенных по данным сейсморазведки (рис. 4), а в ряде случаев на основе комплексной переинтерпретации данных выполнить коррекцию сейсмических границ, преимущественно фундамента, когда подбором плотности не удастся добиться удовлетворительного совпадения кривых гравитационного поля, или получить геологически обоснованный плотностной разрез;

в) определить или скорректировать положения разрывных нарушений, выделяемых в осадочном чехле и фундаменте (рис. 3в);

г) наметить совместно с данными магниторазведки зоны возможного развития интрузий и других неоднородностей строения фундамента и установить их возможную связь с рельефом кристаллического фундамента и крупными структурами осадочного чехла;

д) построить на основе результатов профильной интерпретации интерполированные на всю площадь работ карты распределения плотностей основных осадочных толщ и фундамента и рассчитать их гравитационные эффекты, что позволяет выделить путем сравнения с региональной гравиметрической картой зоны, отличающиеся своим плотностным строением.

Итогом профильных геофизических работ явилось построение для территории каркасной геофизической модели, дающей опорные значения на профилях и интерполированные значения Π^k между ними.

Выполненная интерпретация в профильном варианте показала, что происхождение Березовского максимума связано как с плотными породами фундамента, так и с залегающими выше уплотненными породами осадочного чехла. Соответственно находит свое объяснение расположение большинства месторождений и структур в северной части ЮСД (вне зоны развития ККСП и складчатых областей на востоке) – они располагаются вдоль зоны Березовского максимума, представляющего собой барьер для миграции флюидов. Отметим, что положение максимума (рис. 3б), особенно его северо-восточное окончание, хорошо коррелирует с особенностями отражающих горизонтов, выделяемых по данным сейсморазведки, например, ОГ II^к (рис. 3а), что проявляется особенно четко для структурных поверхностей после снятия линейного фона.

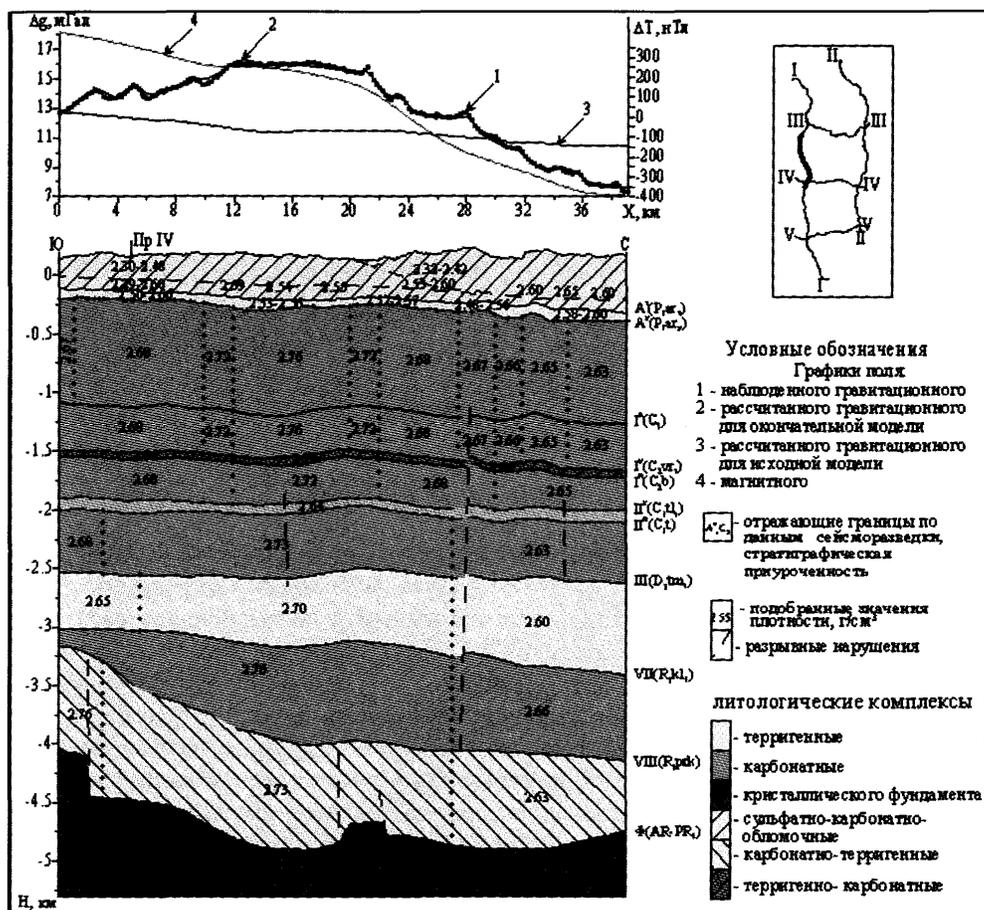


Рис. 4. Юрюзано-Сылвенская депрессия. Геолого-геофизическая модель по профилю I-I (центральная часть)

Далее для территории Юрюзано-Сылвенской депрессии, выполнена площадная интерпретация геопотенциальных полей и на ее основе комплексная переинтерпретация и обобщение всего массива геолого-геофизической информации.

При наличии каркасной модели исследуемой территории задачами площадной интерпретации гравитационного и магнитного полей являлись: общий и детальный анализ регионального поля; прослеживание выделенных ранее зон и объектов вне системы профилей; локализация в плане и по глубине новых аномальных зон и объектов, не нашедших своего отражения в каркасной модели; построение карт, отображающих строение целевых объектов в различных интервалах глубин; тектоническое районирование территории.

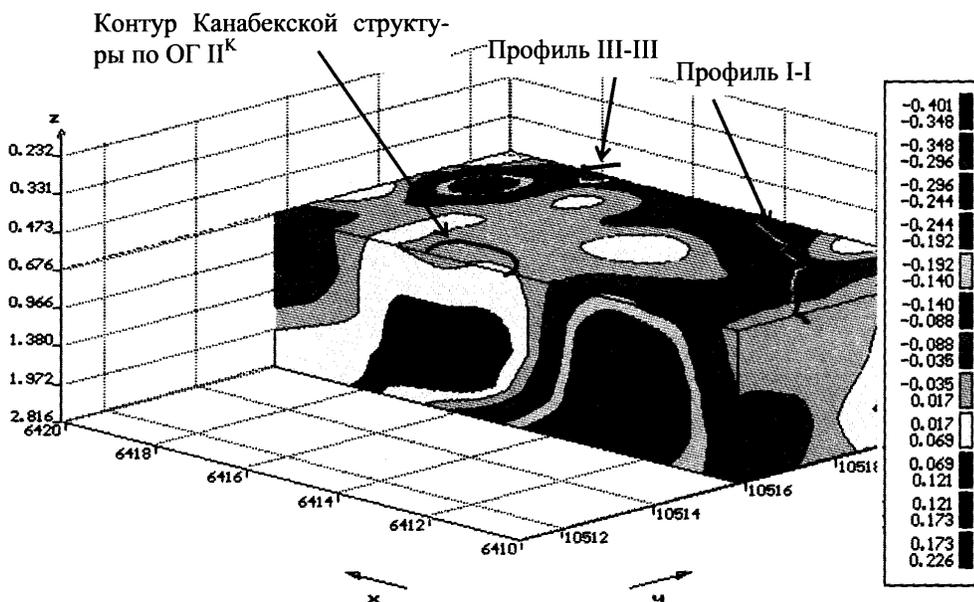


Рис. 5. Трехмерная диаграмма поля. Сечение через контур Канабекской структуры

Для площадной интерпретации геопотенциальных полей использована компьютерная система VECTOR, созданная в Горном институте Уральского отделения РАН [5]. Трансформанты поля, получаемые при векторной обработке, характеризуют объемное плотностное строение осадочного чехла и фундамента, и, в том числе, позволяют выделять эффект от заданного по глубине горизонтального слоя, что является основой для содержательной геологической интерпретации. При выполнении общего и детального анализа гравитационного и магнитного полей используются различные трансформанты и их отображения, позволяющие получить представление о закономерностях поля для исследуемой территории, – трехмерные диаграммы гравитационного и магнитного полей, карты, вертикальные разрезы вдоль различных направлений, в том числе и по линиям профилей. На основе совмещения разномасштабных гравиметрических съемок (детальной профильной и мелкомасштабной площадной) прослеживаются выделенные ранее зоны и объекты вне системы профилей, и локализуются новые (рис. 5). Это осуществляется путем интерпретации в выделенных вдоль профилей прямоугольных участках гравитационного поля («коридорах») размерами примерно

20×30 км. Следующей стадией площадной интерпретации является гравиметрическое редуцирование – вычитание из поля «коридора» гравитационных эффектов, полученных для каркасной модели. При этом изучают различные варианты, добиваясь как наилучшего выделения известных объектов, так и получения наиболее информативной и геологически содержательной картины.

Результаты интерпретации геопотенциальных полей на отдельных участках обобщаются на сводных картах, создаваемых для различных интервалов глубин. Основными являются карты для трех главных гравиактивных границ – кровли фундамента, нижней карбонатной толщи карбонатного комплекса (кровля верхнедевонско-турнейские отложения) и верхней карбонатной толщи (нижнепермские карбонатные отложения). Сопоставление карт позволяет проследить разделение площади исследований на блоки, которые могут прослеживаться вверх от фундамента через весь осадочный чехол. Результирующий набор карт с выделенными по результатам комплексной интерпретации прогнозными объектами и зонами позволяет наметить площади для следующего этапа изучения территории – зонально-региональных работ. Всего по результатам комплексной интерпретации выделено пять нефтегазоперспективных зон, для поисков в верхнедевонско-каменноугольном и верхнекаменноугольно-нижнепермском карбонатных комплексах. Самая восточная зона (Марковская) включена в план зонально-региональных геофизических работ (рис. 1а).

Рассмотренные методы и приемы интерпретации комплекса региональных геолого-геофизических методов опробованы при проведении региональных работ в различных регионах Пермского края. В дальнейшем их отработка и уточнение планируется при проведении работ на востоке и севере Пермской области – на ПСУ, в зоне сочленения ЮСД и ПСУ, в Вычеготском прогибе и на других территориях.

Литература

1. *Аведисян В.И.* О перспективности сейсмо-гравитационного комплексирования на примере анализа критериев региональной нефтегазоносности // Разведка и охрана недр №4, 2004, с. 37–43.

2. *Бычков С.Г., Воеводкин В.Л., Новоселицкий В.М., Простолупов Г.В., Щербинина Г.Л.* Направления и результаты гравиметрических исследований на территории Прикамья / Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 31-й сессии Междунар. семинара. М.: ОИФЗ РАН, 2004, с. 14–15.

3. *Литилин А.В., Никитин А.А., Черемисина Е.Н.* Проблемы комплексной интерпретации геофизических данных по региональным профилям и пути их решения // Геофизика №4, 2002, с. 3–6.

4. *Новоселицкий В.М., Неганов В.М., Бычков С.Г., Геник И.В., Зотеев М.С.* Методические аспекты комплекса региональных сейсмо-, грави-, магниторазведочных исследований, проводимых в Пермском Прикамье / Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 32-й сессии Междунар. семинара, Пермь, ГИ УрО РАН, 2005, с. 208–212.

5. *Новоселицкий В.М., Кутин В.А., Чадаев М.С., Бычков С.Г., Простолупов Г.В., Антипин В.В.* Программа интерпретации геопотенциальных полей методом векторного сканирования VECTOR / Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2004611611 от 01.07.2004 г. в Российском агентстве по патентам и товарным знакам.

НАПРАВЛЕНИЕ V

**Создание научных основ
и разработка новых технологий
оценки и освоения
трудноизвлекаемых
и нетрадиционных ресурсов
углеводородного сырья**

ОБОБЩЕННЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ

В.М. Максимов, Н.М. Дмитриев

Институт проблем нефти и газа РАН
vmaks@ipng.ru

Разработка месторождений УВ с трудноизвлекаемыми запасами, включающими, в частности, высоковязкие парафинистые нефти, водные растворы вытесняющих реагентов с неньютоновской реологией в сильно неоднородных пластах с ярко выраженной анизотропией, приобретает все большее практическое значение при отсутствии адекватных теоретических обоснований.

Нами приводятся новые уравнения фильтрации вязко-пластичных жидкостей (ВПЖ) и дается общее представление функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в анизотропных средах. Исследования основаны на современных методах подземной гидромеханики, кристаллофизики и теории нелинейных тензорных функций [1–5].

Закон фильтрации вязкопластичной жидкости в анизотропной среде

Для моделирования структуры порового пространства воспользуемся его идеализированным представлением в виде периодической решетки, образованной взаимно перпендикулярными каналами в виде трубок кругового сечения [6, 7]. Каждую систему каналов наделим своим диаметром d_α и периодом укладки a^α , $\alpha = 1, 2, 3$. Для удобства рассуждений совместим направления осей симметрии капилляров с осями декартовой системы координат и обозначим через e_i^α компоненты орта e^α , задающего направление x_α координатной оси.

При построении определяющих уравнений в идеализированных моделях обычно полагается, что взаимодействием потоков в каналах можно пренебречь. В этом случае легко определяется выражение для модуля вектора истинной скорости течения. В случае фильтрации вязкопластичных жидкостей при определении выражения для модуля вектора истинной осредненной скорости фильтрации, воспользуемся формулой Бэкингема [2]:

$$V = \frac{d^2 \Delta p}{32 \mu_0 L} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{4 \tau_0 L}{d \Delta p} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{4 \tau_0 L}{d \Delta p} \right)^4 \right] \quad (1.1)$$

где V – средняя скорость, Δp – перепад давления в капилляре на участке длиной L , d – диаметр капилляра, μ_0 – пластическая или структурная вязкость, τ_0 – начальное напряжение сдвига.

В приближении подземной гидромеханики, пренебрегая последним слагаемым в (1.1), для скорости фильтрации ВПЖ получаем выражение:

$$w^\alpha = \frac{\pi d_\alpha^4}{128 \mu_{0\beta} a_\beta} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{4 \tau_0 L}{d_\alpha \Delta p} \right) \right] \frac{\Delta p}{L} \quad (1.2)$$

Здесь w^α – модуль вектора скорости фильтрации при течении вдоль α -ой системы капилляров, a_β и a_γ – периоды укладки капилляров вдоль соответствующих осей системы координат. Индексы α, β, γ – здесь и далее образуют циклическую перестановку из чисел 1, 2, 3.

Соотношение (1.2) определяет скорость фильтрации в α -ой системе капилляров в случае, когда направление градиента давления совпадает с направлением оси симметрии капилляра. В общем случае необходимо рассмотреть течение вязкопластичной жидкости в одной системе каналов при произвольной взаимной ориентации капилляров и градиента давления [7], и соотношение (1.2) примет следующий вид:

$$w_i^\alpha = -\frac{k_\alpha}{\mu_0} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{\gamma_\alpha}{|e_j^\alpha \nabla_j p|} \right] e_i^\alpha e_j^\alpha \nabla_j p \quad (1.3)$$

где $|e_j^\alpha \nabla_j p|$ – модуль скалярного произведения орта и градиента давления, $\gamma_\alpha = 4\tau_0/d_\alpha$ – значение предельного градиента для α -ой системы капилляров, $k_\alpha = \pi d_\alpha^4 / 128 a_\beta a_\gamma$ – проницаемость; греческие индексы, здесь и далее, обозначают номер системы каналов, а латинские – компоненты векторов и тензоров, по повторяющимся индексам которых подразумевается суммирование; по повторяющимся греческим индексам суммирование, при необходимости, обозначается – с помощью знака суммы.

Используя допущение о независимости потоков в каналах, можно просуммировать соотношения (1.3) для всех систем капилляров и перейти к трехмерным уравнениям фильтрации вязкопластичной жидкости

$$w_i = -\frac{1}{\mu_0} \sum_{\alpha=1}^3 k_\alpha e_i^\alpha e_j^\alpha \nabla_j p + \frac{4}{3\mu_0} \sum_{\alpha=1}^3 k_\alpha \gamma_\alpha e_i^\alpha e_j^\alpha \frac{\nabla_j p}{|e_n^\alpha \nabla_n p|} \quad (1.4)$$

Проанализируем соотношение (1.4). Решетка, образованная тремя взаимно перпендикулярными системами капилляров, в зависимости от геометрических параметров $d_\alpha, b_\alpha, a_\alpha$ может обладать различными типами симметрии [4]. При $d_1 = d_2 = d_3, b_1 = b_2 = b_3$ и $a_1 = a_2 = a_3$ имеем решетку с кубической симметрией, в остальных случаях – с тетрагональной или ромбической симметрией. Для кубической симметрии соотношение (1.4) имеет вид:

$$w_i = -\frac{k}{\mu_0} \delta_{ij} \nabla_j p + \frac{4k}{3\mu_0} \gamma \sum_{\alpha=1}^3 e_i^\alpha e_j^\alpha \frac{\nabla_j p}{|e_n^\alpha \nabla_n p|} \quad (1.6)$$

где δ_{ij} – дельта Кронекера. Согласно принципу Неймана [4] для сред с кубической симметрией материальные тензоры второго ранга – изотропные, для тетрагональной симметрии фильтрационные свойства – трансверсально-изотропные, для ромбической симметрии фильтрационные свойства – ортотропные.

Сравним соотношение (1.5) с уравнением фильтрации вязкопластичной жидкости в изотропной среде. Обычно закон фильтрации вязкопластичной жидкости в изотропной среде записывается в виде [1, 3]:

$$w_i = -\frac{k}{\mu_0} \left(1 - \frac{\gamma}{|\nabla p|} \right) \nabla_i p \quad (1.6)$$

где $|\nabla p|$ – модуль градиента давления. Нетрудно заметить, что отношение $\nabla_i p / |\nabla p|$ равно единичному вектору, направленному вдоль приложения воздействия. Поэтому равенство (1.6) можно представить и в другом виде:

$$w_i = -\frac{k}{\mu_0} \delta_{ij} \nabla_j p + \frac{k}{\mu_0} \gamma \delta_{ij} n_j \quad (1.7)$$

где, n_i – орт, который задает направление воздействия: $\nabla_i p = |\nabla p| n_i$. Соотношения (1.7) и (1.6), несмотря на свою математическую эквивалентность, допускают различные физические интерпретации. Соотношение (1.6) обычно рассматривается как **нелинейное уравнение фильтрации**, в котором выражение $k(1 - \gamma/|\nabla p|)$ задает нелинейную проницаемость. Соотношение (1.7) можно рассматривать как сумму двух тензоров – тензора проницаемости ($k_{ij} = k\delta_{ij}$) и предельных градиентов ($t_{ij} = k\gamma\delta_{ij}$). Представление (1.7) оказывается более общим, так как допускает возможную физически оправданную независимость симметрии свойств, задаваемых тензорами k_{ij} и t_{ij} . Как следует из модельного представления (1.4), возможна ситуация, когда при $d_1 \neq d_2 \neq d_3$ ($b_1 \neq b_2 \neq b_3$) среда проявляет изотропные свойства при фильтрации ньютоновской жидкости [7], но при фильтрации вязкопластичной жидкости тензор будет анизотропным. В результате в уравнении фильтрации вязкопластичной жидкости при изотропном тензоре k_{ij} будем иметь ортотропный тензор t_{ij} . Поэтому, в общем случае, необходимо положить, что при фильтрации вязкопластичных жидкостей в пористых средах уравнение фильтрации имеет вид:

$$w_i = -\frac{1}{\mu_0} k_{ij} \nabla_j p + \frac{1}{\mu_0} t_{ij} n_j \quad (1.8)$$

Вернемся к соотношению (1.7) и, учитывая, что $\nabla_i p = |\nabla p| n_i$, перепишем его иначе

$$w_i = -\frac{k}{\mu_0} \delta_{ij} \nabla_j p + \frac{4k}{3\mu_0} \gamma \sum_{\alpha=1}^3 l_j^\alpha \operatorname{sgn}(n_j l_j^\alpha) \quad (1.9)$$

где $\operatorname{sgn}(n_j l_j^\alpha)$ – функция, значение которой равно единице при $n_j l_j^\alpha > 0$ и минус единице при $n_j l_j^\alpha < 0$.

Далее рассмотрим соотношения (1.9) и (1.8). Сравнение соотношений показывает, что в равенстве (1.8) значение предельного градиента задается вдоль любого направления с помощью тензора второго ранга, а в равенстве (1.9) предельный градиент определяется как сумма предельных градиентов вдоль главных направлений тензора коэффициентов проницаемости. В обоих случаях значение

предельного градиента не зависит от градиента фильтрационного давления. Таким образом, в уравнении (1.8) предельный градиент определяется и задается непрерывно для любого направления, а в равенстве (1.9) предельный градиент представляется постоянным вектором. Понятно, что для континуальной модели более естественно представление (1.8). Однако, выписанное соотношение (1.8) еще не определяет закон фильтрации вязкопластичной жидкости, так как он задает лишь уравнение фильтрации без указания условия начала течения (в отличие от изотропного случая (1.6), когда течение ВПЖ начинается при $|\nabla p| > \gamma$). Поэтому, для того чтобы записать закон фильтрации вязкопластичной жидкости в анизотропных средах, необходимо сформулировать условие начала течения и выписать все возможные варианты фильтрационных течений.

В качестве условия начала течения можно задать неравенство, которое следует из условия отрицательности работы против сил трения при движении жидкости в пористой среде [1]:

$$w_i \nabla_i p < 0 \quad (1.10)$$

После подстановки в неравенство (1.10) уравнения фильтрации (1.8), условие начала течения в направлении n_i принимает вид:

$$|\nabla p| > t_{ij} n_i n_j / k_{ij} n_i n_j, \quad (1.11)$$

из которого в изотропном случае и следует известное условие $|\nabla p| > \gamma$, но для анизотропных сред это представление мало информативно. Поэтому для интерпретации условия, задаваемого неравенством (1.10), по аналогии с определением направленной проницаемости [7], можно ввести коэффициент «направленной подвижности»:

$$P(|\nabla p|, n_i) = -\mu_0 w_i n_i / |\nabla p| = k_{ij} n_i n_j - t_{ij} n_i n_j / |\nabla p| \quad (1.12)$$

Тогда условие начала течения сводится к неравенству $P(|\nabla p|, n_i) > 0$. Таким образом, уравнение фильтрации ВПЖ (1.8) справедливо, если коэффициент подвижности больше нуля при приложении воздействия в направлении n_i . Для изотропной среды добавление к этой системе условия отсутствия течения ($w_i = 0$), если коэффициент подвижности отрицательный, полностью определяет закон фильтрации.

Однако, в анизотропных средах возникает больший набор возможностей. Действительно, в анизотропных средах выполнение условия начала течения $P(|\nabla p|, n_i) > 0$ для всех направлений n_i гарантирует реализацию пространственного (трехмерного) движения вязкопластичной жидкости в соответствии с уравнением (1.8). Однако, как известно [5], на главных направлениях тензоры второго ранга принимают экстремальные значения направленных свойств. Поэтому, если $P(|\nabla p|, n_i) < 0$, то это еще не означает, что фильтрация вязкопластичной жидкости невозможна. В самом деле, положим для определенности, что $\gamma_1 > \gamma_2 > \gamma_3$. Тогда нетрудно убедиться в том, что и при выполнении условия $P(|\nabla p|, n_i) < 0$ возможно неравенство $\nabla_i p e_i^3 > \gamma_3^*$, где $\gamma_\alpha^* = 4\gamma/3$. Последнее означает, что приложенного в направлении n_i градиента давления достаточно для того, чтобы условие начала течения было выполнено лишь для одной системы каналов. В этом случае фильтрационное течение будет одномерным и описываться уравнением движения (1.2) при $\alpha = 3$. Возможно и двумерное течение, если $P(|\nabla p|, n_i) < 0$, но

$(k_2 n_2^2 + k_3 n_3^2) \nabla p \|n_0\| - (k_2 \gamma_2^* n_2^2 + k_3 \gamma_3^* n_3^2) > 0$, где $|n_0|$ длина проекции орта n_i на плоскость Ox_2x_3 . Таким образом, закон фильтрации вязкопластичной жидкости в анизотропных средах допускает одно- двух- и трехмерные формулировки.

Для унификации записи закона фильтрации вязкопластичной жидкости для ортотропной симметрии фильтрационных свойств введем следующие обозначения тензоров: $e_{ij}^{(n)}, k_{ij}^{(n)}, t_{ij}^{(n)}$, где $n = 1, 2, 3$ и обозначает число диад $e_i^\beta e_j^\beta$, $k_\beta e_i^\beta e_j^\beta, k_\beta \gamma_\beta^* e_i^\beta e_j^\beta$, соответственно, образующих тензоры. При этом для $n = 3$ тензоры представляются в виде суммы всех трех диад, для $n = 2$ – в виде суммы диад с индексами 2 и 3, а для $n = 1$ – одной диадой с индексом 3 (здесь учитывается, что $\gamma_1 > \gamma_2 > \gamma_3$). Используя введенные обозначения, обобщенный закон фильтрации ВПЖ можно представить в виде [8]:

$w_i = -\frac{k_{ij}^{(3)}}{\mu_0} \nabla_j p + \frac{t_{ij}^{(3)} n_j}{\mu_0} \cdot \nabla_j p$ <p>если $\sqrt{b_{ij}^{(3)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(3)} n_i n_j > t_{ij}^{(3)} n_i n_j$;</p>	3D течение
$w_i = -\frac{k_{ij}^{(2)}}{\mu_0} \nabla_j p + \frac{t_{ij}^{(2)}}{\mu_0 \sqrt{b_{ij}^{(2)} \nabla_i p \nabla_j p}} \nabla_j p$ <p>если $\sqrt{b_{ij}^{(3)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(3)} n_i n_j < t_{ij}^{(3)} n_i n_j$,</p> <p>но $\sqrt{b_{ij}^{(2)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(2)} n_i n_j > t_{ij}^{(2)} n_i n_j$;</p>	2D течение
$w_i = -\frac{k_{ij}^{(1)}}{\mu_0} \nabla_j p + \frac{t_{ij}^{(1)}}{\mu_0 \sqrt{b_{ij}^{(1)} \nabla_i p \nabla_j p}} \nabla_j p$ <p>если $\sqrt{b_{ij}^{(3)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(3)} n_i n_j < t_{ij}^{(3)} n_i n_j$,</p> <p>$\sqrt{b_{ij}^{(2)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(2)} n_i n_j < t_{ij}^{(2)} n_i n_j$,</p> <p>но $\sqrt{b_{ij}^{(1)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(1)} n_i n_j > t_{ij}^{(1)} n_i n_j$;</p>	1D течение
$w_i = 0$ <p>если $\sqrt{b_{ij}^{(3)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(3)} n_i n_j < t_{ij}^{(3)} n_i n_j$,</p> <p>$\sqrt{b_{ij}^{(2)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(2)} n_i n_j < t_{ij}^{(2)} n_i n_j$</p> <p>и $\sqrt{b_{ij}^{(1)} \nabla_i p \nabla_j p} k_{ij}^{(1)} n_i n_j < t_{ij}^{(1)} n_i n_j$.</p>	0D течение

(1.13)

Аналогичное представление может быть дано и для законов течения ВПЖ в периодической анизотропной сеточной модели [9].

Общее представление функций относительных фазовых проницаемостей (для анизотропных сред)

В феноменологической теории двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (например, нефти и воды или воды и газа) полагается, что закон Дарси выполняется для каждой фазы

$$w_i^\alpha = -\frac{k_{ij}^\alpha}{\mu^\alpha} \nabla_j p \quad (\alpha = 1, 2),$$

где w_i^α – компоненты вектора скорости фильтрации, k_{ij}^α – симметричный тензор коэффициентов фазовой проницаемости, μ^α – коэффициент динамической вязкости флюида, p – давление для простоты – одинаковое в обеих фазах). Для изотропных пористых сред экспериментально установлено, что между тензорами фазовой k_{ij}^α и ОФП k_{ij} имеется связь

$$k_{ij}^\alpha = k^\alpha \delta_{ij} = f^\alpha(S) k \delta_{ij} \quad (\alpha = 1, 2),$$

так что $f^{(\alpha)}(S) = k^\alpha/k$ – относительная фазовая проницаемость – является универсальной скалярной функцией насыщенности S . Тривиальным обобщением этого равенства на случай анизотропных сред является соотношение

$$k_{ij}^\alpha = f^{(\alpha)}(S) k_{ij},$$

предполагающее одинаковую симметрию тензоров, что не позволяет учесть все возможные эффекты совместного течения двух жидкостей [10]. Достаточно общая связь между этими тензорами 2-го ранга (в линейном приближении) имеет вид [11, 12]:

$$k_{ij}^\alpha = F_{ijkl}^\alpha k_{kl}, \quad (2.1')$$

где F_{ijkl}^α может быть назван тензором коэффициентов относительных фазовых проницаемостей. С использованием результатов численного моделирования [6] были получены явные выражения для коэффициентов тензора ОФП в случаях ортотропных и трансверсально-изотропных пористых сред [11, 12]. Показано, что в этих случаях коэффициенты тензора ОФП зависят не только от насыщенности, но и от параметров анизотропии – отношений главных значений тензора абсолютной проницаемости.

Рассмотрим возможные варианты определения и задания функций относительных фазовых проницаемостей для сред, у которых неизвестно положение всех главных осей тензора. В этом случае тензоры фазовых проницаемостей имеют вид [4, 5]:

$$\begin{aligned} k_{ij}^\alpha = & f_1^\alpha k_{11} a_i a_j + f_6^\alpha k_{12} (a_i c_j + c_i a_j) + f_5^\alpha k_{31} (a_i b_j + b_i a_j) + \\ & + f_4^\alpha k_{23} (c_i b_j + b_i c_j) + f_2^\alpha k_{22} c_i c_j + f_3^\alpha k_{33} b_i b_j \end{aligned} \quad (2.1)$$

где k_{ij}^α компоненты тензоров фазовых проницаемостей, f_i^α – функции относительных фазовых проницаемостей, a_i, c_j, b_k – здесь и далее, компоненты ортов

кристаллофизической системы координат e_i , для которых приняты следующие обозначения – $a = e_1$, $c = e_2$, $b = e_3$, верхний индекс $\alpha = 1, 2$ – задает номер фазы.

Связь между фазовыми и абсолютными проницаемостями задается выражениями [13]

$$\begin{aligned} k_{11}^\alpha &= f_{11}^\alpha k_{11} + f_{12}^\alpha k_{22} + f_{13}^\alpha k_{33} + 2f_{14}^\alpha k_{23} + 2f_{15}^\alpha k_{13} + 2f_{16}^\alpha k_{12} \\ k_{22}^\alpha &= f_{12}^\alpha k_{11} + f_{22}^\alpha k_{22} + f_{23}^\alpha k_{33} + 2f_{24}^\alpha k_{23} + 2f_{25}^\alpha k_{13} + 2f_{26}^\alpha k_{12} \\ k_{33}^\alpha &= f_{13}^\alpha k_{11} + f_{23}^\alpha k_{22} + f_{33}^\alpha k_{33} + 2f_{34}^\alpha k_{23} + 2f_{35}^\alpha k_{13} + 2f_{36}^\alpha k_{12} \\ k_{23}^\alpha &= f_{14}^\alpha k_{11} + f_{24}^\alpha k_{22} + f_{34}^\alpha k_{33} + 2f_{44}^\alpha k_{23} + 2f_{45}^\alpha k_{13} + 2f_{46}^\alpha k_{12} \\ k_{13}^\alpha &= f_{15}^\alpha k_{11} + f_{25}^\alpha k_{22} + f_{35}^\alpha k_{33} + 2f_{45}^\alpha k_{23} + 2f_{55}^\alpha k_{13} + 2f_{56}^\alpha k_{12} \\ k_{12}^\alpha &= f_{16}^\alpha k_{11} + f_{26}^\alpha k_{22} + f_{36}^\alpha k_{33} + 2f_{46}^\alpha k_{23} + 2f_{56}^\alpha k_{13} + 2f_{66}^\alpha k_{12} \end{aligned}$$

Произведем преобразования для определения явного вида функций f_{ij}^α . Будем считать, что при определении f_{ij}^α тензор k_{ij} считается известным. Поэтому можно определить главные значения тензора k_{ij}^* и углы между главной и кристаллофизической системами координат и записать равенства, задающие переход от главной системы координат к кристаллофизической

$$k_{ij} = \alpha_{il} \alpha_{jk} k_{lk}^* \quad (2.2)$$

где α_{ij} – косинусы углов между осями главной и кристаллофизической системами координат.

Дальнейшие преобразования можно произвести, используя главные значения тензора k_{ij}^* и считая, что функции f_{ij}^α пропорциональны некоторой одной неизвестной функции f_1^α . В результате получим [14]:

$$\begin{aligned} \varphi_{11}^1 &= \left[a_{11} + \left(\frac{I_1(k)}{3k_1} + (\alpha_{11}\alpha_{21} + \alpha_{11}\alpha_{31} + \alpha_{21}\alpha_{31}) + \frac{k_2}{k_1} (\alpha_{12}\alpha_{22} + \alpha_{12}\alpha_{32} + \alpha_{22}\alpha_{32}) + \right. \right. \\ &+ \left. \left. \frac{k_3}{k_1} (\alpha_{13}\alpha_{23} + \alpha_{13}\alpha_{33} + \alpha_{23}\alpha_{33}) - 1 \right) (s_{(11)}^* - s) \right] \cdot \left(\frac{s - s_{(11)}^*}{s_{(11)}^* - s_{(11)}^*} \right)^{\varepsilon_{11}} \quad (2.3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \varphi_{11}^2 &= \left[b_{11} + \left(\frac{I_1(k)}{3k_1} + (\alpha_{11}\alpha_{21} + \alpha_{11}\alpha_{31} + \alpha_{21}\alpha_{31}) + \frac{k_2}{k_1} (\alpha_{12}\alpha_{22} + \alpha_{12}\alpha_{32} + \alpha_{22}\alpha_{32}) + \right. \right. \\ &+ \left. \left. \frac{k_3}{k_1} (\alpha_{13}\alpha_{23} + \alpha_{13}\alpha_{33} + \alpha_{23}\alpha_{33}) - 1 \right) (s - s_{(11)}^*) \right] \cdot \left(\frac{s_{11}^* - s}{s_{(11)}^* - s_{(11)}^*} \right)^{\beta_{11}} \quad (2.4) \end{aligned}$$

$$a_{11} = \varphi_1^1(s_{(11)}^*), \quad b_{11} = \varphi_1^2(s_{(11)}^*)$$

где a_{11} , b_{11} , ε_{11} , β_{11} – параметры, которые определяются экспериментально, $s_{(11)}^*$ – нижняя предельная насыщенность, после превышения которой в среде начинается фильтрация обеих фаз, $s_{(11)}^*$ – верхняя предельная насыщенность, после превышения которой фильтрация первой фазы прекращается.

Аналогично строятся функции относительных фазовых проницаемостей для φ_{22}^α и φ_{33}^α .

Соотношения (2.3) и (2.4) являются наиболее общими и равенства для остальных типов анизотропии получаются из них как частные случаи.

При построении функций для φ_{ij}^α при $i \neq j$ будем исходить из того, что при совмещении кристаллофизических осей с главными должно выполняться условие $\varphi_{ij}^\alpha = 0$. Наиболее простое выражение удовлетворяющее подобному требованию, например для φ_{12}^α , имеет вид

$$\varphi_{12}^\alpha = c s [(\alpha_{11}\alpha_{21} + \alpha_{11}\alpha_{31} + \alpha_{21}\alpha_{31}) + (\alpha_{12}\alpha_{22} + \alpha_{12}\alpha_{32} + \alpha_{22}\alpha_{32}) + (\alpha_{13}\alpha_{23} + \alpha_{13}\alpha_{33} + \alpha_{23}\alpha_{33})]$$

где c – экспериментально определяемая константа.

К методике определения симметрии фильтрационных свойств реальных пород коллекторов углеводородного сырья

Для определения симметрии фильтрационных свойств реальных коллекторов углеводородного сырья наиболее эффективным методом представляется измерение упругих свойств kernового материала [13, 15].

Тензор четвертого ранга f_{ijkl}^α в равенстве (2.1') задает относительные фазовые проницаемости и полностью определяет симметрию тензоров фазовых проницаемостей и имеет тот же ранг и внутреннюю симметрию, что и тензоры коэффициентов упругости C_{ijkl} или упругой податливости S_{ijkl} в законе Гука [14]

$$p_{ij} = C_{ijkl} \varepsilon_{kl} \text{ или } \varepsilon_{ij} = S_{ijkl} p_{kl} \quad (3.1)$$

Здесь p_{ij} – компоненты тензора напряжений, ε_{ij} – компоненты тензора деформаций, C_{ijkl} и S_{ijkl} – компоненты тензоров четвертого ранга симметричных по первой и второй паре индексов и их перестановке; по повторяющимся латинским индексам подразумевается суммирование. Явный вид тензоров C_{ijkl} S_{ijkl} определяется группой симметрии упругих свойств [4], при этом группы симметрии тензоров C_{ijkl} , S_{ijkl} и f_{ijkl}^α совпадают [15].

Симметрию упругих свойств можно определить по виду тензорных поверхностей. В частности значения, обратные направленному модулю Юнга $E(n_i)$, вычисленному в направлении орта n_i , определяются по формуле [4]

$$E^{-1}(n_i) = S_{ijkl} n_i n_j n_k n_l \quad (3.2)$$

Поэтому с помощью стандартных методик по определению упругих характеристик можно измерить упругие свойства в сечении тензорной поверхности, определенной равенством (3.2), например, в плоскости перпендикулярной оси симметрии зерна, и определить их симметрию.

Для простейших случаев по измерениям упругих свойств можно определить направления кристаллофизических осей. В случае групп симметрии моноклинной и триклинной сингоний главные направления определить нельзя, но по правилам кристаллофизики можно ввести кристаллофизическую систему координат для проведения дальнейших гидродинамических лабораторных исследований.

Явный вид тензоров четвертого ранга для групп симметрии моноклинной и триклинной сингоний представлен в [13], уравнения соответствующих им тензорных поверхностей имеют вид:

$$S_{(1)ijkl}n_i n_j n_k n_l = s_{11}n_1^4 + 2n_1^2 n_2^2 (s_{12} + 2s_{66}) + 2n_1^2 n_3^2 (s_{13} + 2s_{55}) + s_{22}n_2^4 + s_{33}n_3^4 + 2n_2^2 n_3^2 (s_{23} + 2s_{44}) + 4s_{15}n_1^3 n_3 + 4s_{25}n_1 n_2^2 n_3 + 4s_{35}n_1 n_2^3 + 8s_{46}n_1 n_2^2 n_3 \quad (3.3)$$

$$S_{ijkl}n_i n_j n_k n_l = S_{(1)ijkl} + 4n_1^3 n_2 n_3 (s_{14} + 2s_{56}) + 4n_1 n_2 n_3^2 (s_{26} + 2s_{25}) + 4n_1 n_2 (s_{16}n_1^2 + s_{26}n_2^2) + 4n_2 n_3 (s_{24}n_2^2 + s_{34}n_3^2) \quad (3.4)$$

где $S_{(1)ijkl}$ – тензор коэффициентов для моноклинной симметрии, S_{ijkl} – тензор коэффициентов триклинной симметрии, S_{ij} – константы, задающие упругие свойства.

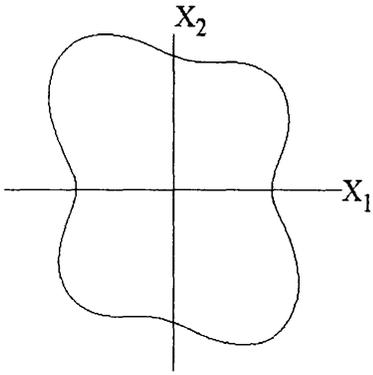


Рис. 1. Сечение поверхности упругих свойств плоскостью X_1X_2 для случая, когда неизвестно положение главных осей

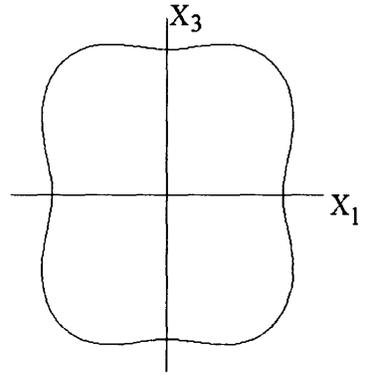


Рис. 2. Сечение поверхности упругих свойств плоскостью X_1X_3 , перпендикулярной главной оси

Положив, что ось X_3 направлена по оси симметрии керна, и для групп симметрии моноклинной сингонии это направление является главным, можно построить графики сечений тензорных поверхностей в плоскости OX_1X_2 ($n_3 = 0$) для равенств (3.3) и (3.4). Качественный график сечений приведен на рис. 1. Графики сечений в плоскости X_1X_2 ($n_3 = 0$) для моноклинных и триклинных групп симметрии качественно эквивалентны и их характерной особенностью является асимметрия, благодаря которой на плоскости невозможно определить положение главных осей.

Для разделения моноклинных и триклинных групп симметрии необходимо произвести еще измерение упругих свойств в плоскости X_1X_3 ($n_2 = 0$) или X_2X_3 ($n_1 = 0$). При моноклинной симметрии упругих свойств качественный график сечения приведен на рис. 2. При триклинной симметрии упругих свойств качественный график сечения будет аналогичен графику, приведенному на рис. 1.

После определения упругой симметрии для проведения гидродинамических исследований из образца необходимо вырезать керны меньших размеров вдоль направлений, ориентированных определенным образом относительно лабораторной системы координат.

Для моноклинной симметрии минимальное число кернов равно четырем. Оптимальные направления осей симметрии кернов в лабораторной системе координат, совпадающей с кристаллофизической, следующие:

$$n_i^{(1)} = (1, 0, 0), n_i^{(2)} = (\sqrt{2}/2, \sqrt{2}/2, 0), n_i^{(3)} = (0, 1, 0), n_i^{(4)} = (0, 0, 1)$$

Для триклинной симметрии минимальное число кернов равно шести. В качестве оптимальных направлений осей симметрии кернов могут быть взяты направления вдоль осей лабораторной системы координат и биссектрис координатных плоскостей.

Сравнение результатов экспериментов, проведенных на слоистом сцементированном песчанике, с теоретическими выражениями для ОФП по газу показано на рис. 3.

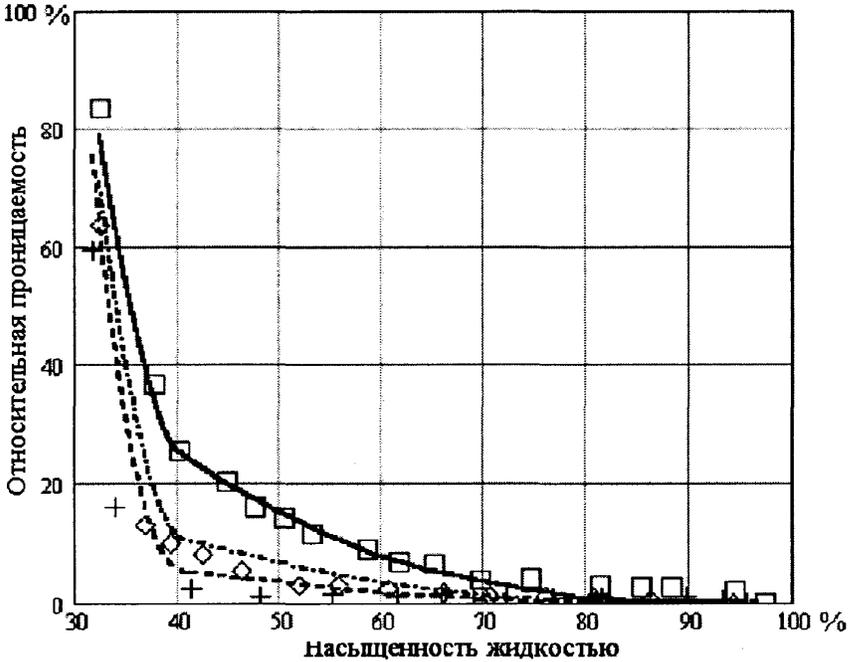


Рис. 3. Сравнение экспериментальных данных с теоретическими для газа — — — — — ОФП (теория), □□ — ОФП (эксперимент) в образце, выпиленном по напластованию; - - - - - ОФП (теория), ++ — ОФП (эксперимент) в образце, выпиленном перпендикулярно напластованию; - · - · - ОФП (теория), ◇ — ОФП (эксперимент) в образце, выпиленном под углом в 45° к напластованию

Заключение

Выведены законы фильтрации вязкопластичных жидкостей для анизотропных сред. Показано, что законы фильтрации вязкопластичных жидкостей в анизотропных средах допускают одно-, двух- и трехмерные течения. Анализ структуры уравнений фильтрации вязкопластичной жидкости показал, что при построении уравнений необходимо различать тензор коэффициентов проницаемости и тензор предельных градиентов, которые могут обладать различной симметрией фильтрационных свойств. Проведенные исследования позволяют обобщить классические модели двухфазной фильтрации Бакли-Левретта и Рапопорта-Лиса на случай анизотропных сред. При этом результаты данной работы дают возможность учесть все типы анизотропии. Предложены основные положения методики по комплексному

определению фильтрационных свойств, которые позволяют установить эффективную симметрию пустотного пространства и определить как количество кернов для гидродинамических исследований, так и их направления в кристаллофизической системе координат. Подобные комплексные исследования являются совершенно необходимыми и для построения нелинейных моделей фильтрации [16].

Литература

1. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
2. *Гукасов Н.А.* Механика жидкости и газа. М.: Недра, 1996. 443 с.
3. *Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 415 с.
4. *Сиротин Ю.И., Шаскольская М.П.* Основы кристаллофизики. М.: Наука, 1975. 680 с.
5. *Лохин В.В., Седов Л.И.* Нелинейные тензорные функции от нескольких тензорных аргументов // ПММ. 1963. Т. 1963. В. 3. С. 393–417.
6. *Bear J.* Dynamics of fluids in porous media. N.Y.: Amer. Elsevier, 1967. 764 p.
7. *Дмитриев Н.М.* Просветность и проницаемость пористых сред с периодической микроструктурой // Изв. РАН. МЖГ. 1995. №1. С. 79–85.
8. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* Структура уравнений фильтрации вязко-пластичных жидкостей в анизотропных пористых средах // ДАН, 1999, т. 366, №5, с. 622–625.
9. *Maksimov V.M., Dmitriev N.M.* Study of Phase Permeabilities in Specific Anisotropic Porous Media for Two-Phase Flow // Proc. of the Int. Gas Research Conf. Vancouver, Canada, 2004.
10. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* О структуре тензоров фазовых и ОФ проницаемостей для анизотропных пористых сред // ДАН, 1998, т. 358, №3, с. 337–339.
11. *Максимов В.М., Дмитриев Н.М.* Методы теории нелинейных тензорных функций в моделях двухфазной фильтрации // Сб. «Проблемы современной механики». К юбилею Л.И. Седова. М.: Изд-во МГУ, 1998, с. 76–83.
12. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* Определяющие уравнения двухфазной фильтрации в анизотропных пористых средах // Изв. РАН. МЖГ. 1998. №2. С. 87–94.
13. *Кречетова Т.Н., Ромм Е.С.* О связи главных компонент тензора напряжений и проницаемости пористых сред // Изв. РАН. МЖГ. 1983. №2. С. 173–177.
14. *Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* К представлению функций ОФП для анизотропных пористых сред // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2005, №3. С. 118–125.
15. *Федоров Ф.И.* Теория упругих волн в кристаллах. М.: Наука. 1965. 388 с.
16. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* Нелинейные законы фильтрации для анизотропных пористых сред // ПММ. 2001. т. 65. Вып. 6. С. 963–970.

ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ В ОБЪЕМЕ И В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

*В.П. Воронов, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов,
В.Э. Поднек, Е.С. Пикина*

**Институт проблем нефти и газа РАН
vmaks@ipng.ru**

Работа посвящена исследованию влияния пористой среды на свойства заполняющего ее флюида, а также влияния тяжелых компонентов на фазовое поведение

ние модельных газоконденсатных смесей. Влияние пористой среды сводится к двум эффектам: влиянию сильно развитой поверхности пористой среды и влиянию конечности объема ячеек пористой среды. При этом очень важно, что поверхность среды, будучи источником неоднородности внутри жидкости, всегда в той или иной степени меняет физические свойства заполняющей пористую среду жидкости. Влияние же конечности объема ячеек среды в настоящее время изучено явно недостаточно, хотя из общих соображений уже и сейчас очевидно, что один чрезвычайно важный физический эффект имеет место: времена установления равновесия на больших масштабах резко возрастают. Это должно приводить к различного типа «гистерезисным» явлениям.

В качестве объектов исследования были выбраны смеси, указанные в таблице 1. Выбор указанных смесей обусловлен тем, что они, во-первых, были достаточно подробно изучены нами ранее, а во-вторых, тем, что именно эти смеси являются основой большого количества газоконденсатных месторождений.

Таблица 1

Смесь метан-пентан в объеме						
Концентрации пентана в смесях, исследованных в работе		0,0	0,019	0,035	0,095	
Смесь метан + 0,035 (пентан + z гептан) (в объеме)						
z	0,019	0,05	0,2	0,43	0,67	1
Смесь метан + 0,019 (пентан + z гептан) (в объеме)						
Z = 0,43						
Смесь метан + 0,05 (пентан + z гептан) (в объеме)						
Z = 0,43						
Метан + 0,035 пентана (в пористой среде)						
Средний размер пор (r, μm)					2,3	50

Фазовое поведение смеси метан – пентан в пористой среде.

Основные цели

1. Экспериментальное исследование зависимости термодинамических свойств смеси метан – пентан в пористой среде от размера пор;

2. Экспериментальное исследование неравновесных явлений в углеводородных смесях, насыщающих пористые среды.

В работе измерялись зависимости теплоемкости и давления от температуры жидкости, насыщающей пористую среду.

Точки фазового перехода системы из двухфазного в однофазное состояние идентифицировались с точками, в которых теплоемкость и производная от давления по температуре испытывают скачки.

Для исследования влияния пористой среды была выбрана смесь метана с пентаном. Концентрация пентана была взята равной 3,45 мольных процента. Это связано с тем, что ранее нами были подробно изучены объемные термодинамические свойства этой смеси.

Результаты измерений фазового поведения смеси метан – 3,45 мольных процента пентана в пористых средах с двумя различными характерными размерами

пор представлены на рис. 1. Для сравнения на рисунках приведены также результаты измерений фазового поведения в объеме. Из рисунков видно, что имеет место довольно заметный (~10%) сдвиг пограничных кривых.

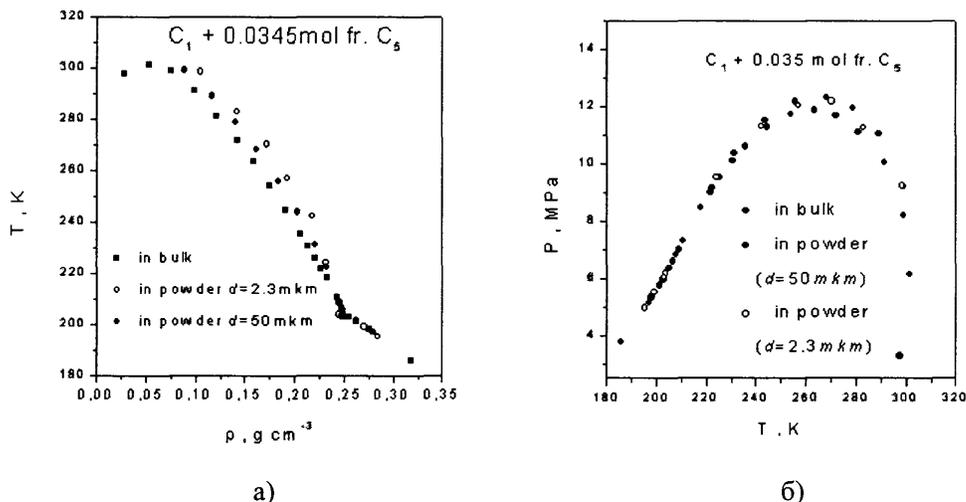


Рис. 1 (а, б). Пограничные кривые смеси метан–пентан в (P, T) и (ρ, T) переменных

Сдвиг пограничной кривой в (P, T) переменных соответствует тому, что эффективно концентрация пентана в поровом пространстве оказывается выше, чем средняя концентрация смеси. Этот результат с очевидностью противоречит интуитивному представлению о том, что на стенках пористой среды адсорбируется, в основном, тяжелая фракция (пентан). Сдвиг пограничной кривой в (ρ, T) переменных соответствует тому, что эффективная плотность смеси в порах несколько выше, чем ее средняя плотность. Это соответствует возникновению на стенках пористой среды жидкой пленки толщиной порядка 15 нм.

В процессе изучения фазового поведения смеси в пористых средах нами были обнаружены некоторые гистерезисные явления и «эффекты памяти». На рисунках 2а и 2б представлены результаты измерений скачков производной dP/dT при переходе из двухфазной в однофазную область. (Измеряя эти скачки, мы определяем точки фазового перехода). На верхней картинке представлены результаты измерений производной $(dP/dT)_{V,X}$ на изохорах, соответствующих плотностям, большим критической, а на правой – плотностям, меньшим критической. Кривая 1 соответствует поведению этих производных в объеме, 2 – в пористой среде с размером зерен 50 мкм, 3 – в пористой среде с размером зерен 2,3 мкм. Из рисунков видно, что при больших плотностях поведение скачков в объеме и в пористых средах оказывается близким. Однако в мелкопористой среде фазовый переход в жидкостях с плотностями, меньшими критической, оказывается существенно размытым. Заметим, что во многих случаях именно эта ситуация имеет место в реальных условиях разработки газоконденсатных месторождений. Это означает, что выпадение конденсата в пластовых условиях происходит в довольно широком интервале давлений.

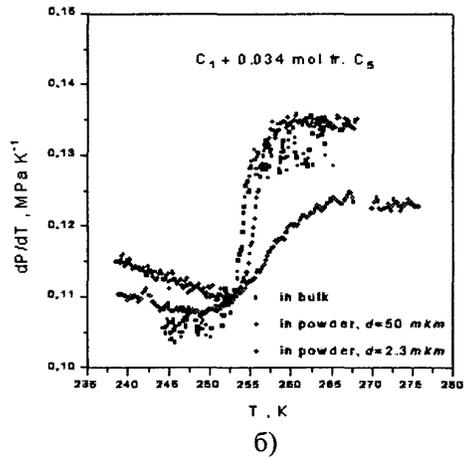
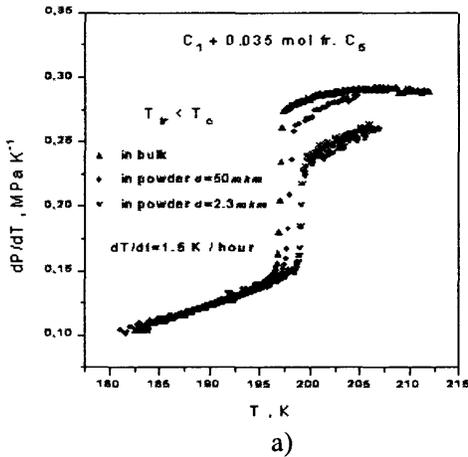


Рис. 2 (а, б). К определению фазового поведения смесей в объеме и в пористой среде

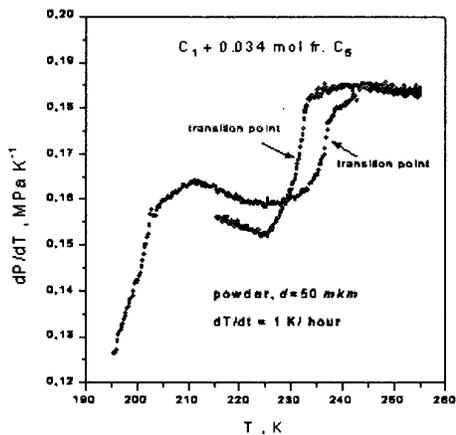
На рис. 3а приведены результаты двух последовательных измерений скачка производной dP/dT . Кривая 1 соответствует измерению этой производной в случае, когда начальная температура была приблизительно равна 190 К. Кривая 2 соответствует начальной температуре 215 К. Видно, что положение точек переходов, определяемое в этих двух экспериментах, оказывается различным. Аналогичная зависимость положения фазового перехода из двухфазного в однофазное состояние для той же самой смеси, но в порошке с характерным размером зерен 90-100 мкм представлена на рис. 3б. В результате тщательных экспериментальных исследований было показано [1], что указанная зависимость точек перехода от начального состояния системы связана, главным образом, с существенной неравновесностью системы, неизбежно возникающей из-за невозможности перемешивания смеси в пористой среде.

Резюме первого раздела

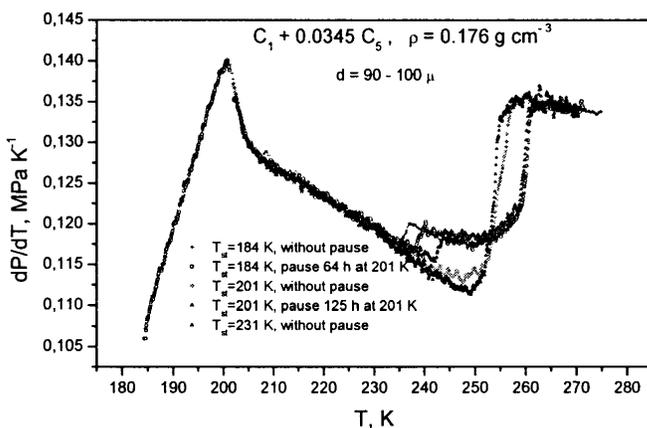
- Максимальный сдвиг пограничной кривой в пористой среде по сравнению с ее положением в объеме в (P, T) и (ρ, T) переменных оказывается равным приблизительно 7–10 мольных процентов.
- Сдвиг пограничной кривой в (P, T) переменных соответствует эффективно возрастанию концентрации тяжелой компоненты в поровом пространстве.
- Сдвиг пограничной кривой в (ρ, T) переменных соответствует эффективно возрастанию плотности смеси в поровом пространстве или, эквивалентно, возникновению на стенках пористой среды жидкой пленки с толщиной (по нашим оценкам) порядка 15 нм.
- Размытие температурного интервала фазового перехода и зависимость температуры перехода от начальных условий означают, что имеет место сложная кинетика фазового перехода из двух в однофазное состояние.

Трехфазные равновесия в модельных г/к смесях. Основные цели

- 1) Исследовать фазовое поведение смеси 96,5 мольных процента метана + (пентан + гептан) при различных концентрациях гептана.



a)



б)

Рис. 3 (а, б). К вопросу о зависимости фазового поведения от начального состояния смеси

2) Исследовать теплоемкость смеси 96,5 мольных процента метана + (пентан + гептан) в окрестности верхней критической точки при различных концентрациях гептана.

3) Измерить температурный интервал трехфазного равновесия.

4) Изменяя (уменьшая) концентрацию гептана, найти, такую концентрацию, при которой температурный интервал трехфазного равновесия становится равным нулю (трикритическую точку).

5) Исследовать экспериментально поведение теплоемкости в окрестности трикритической точки.

При исследовании влияния пористой среды были необходимы данные о поведении смеси метан – пентан в объеме. Измеряя теплоемкость смеси метан – пентан, мы обратили внимание на совершенно необычный характер температурной зависимости теплоемкости смеси метан +3,5 мольных процента пентана в окрестности

критической точки. Дело в том, что в окрестности критической точки жидкость – пар бинарной смеси изохорная теплоемкость имеет очень характерную аномалию. Чтобы проиллюстрировать это утверждение, рассмотрим как меняется характер температурной зависимости изохорной теплоемкости при переходе от чистых веществ к смесям. На рис. 4а и 4б представлено изменение характера поведения теплоемкости при переходе от чистых веществ к смесям. На левой картинке приведены наши результаты измерения теплоемкости в окрестности критической точки чистого метана. Теплоемкость стремится к бесконечности по степенному закону,

$$C_V \sim \left| \frac{T - T_c}{T_c} \right|^{-\alpha} \quad \text{где } \alpha = 0,11 \text{ универсальный критический индекс.}$$

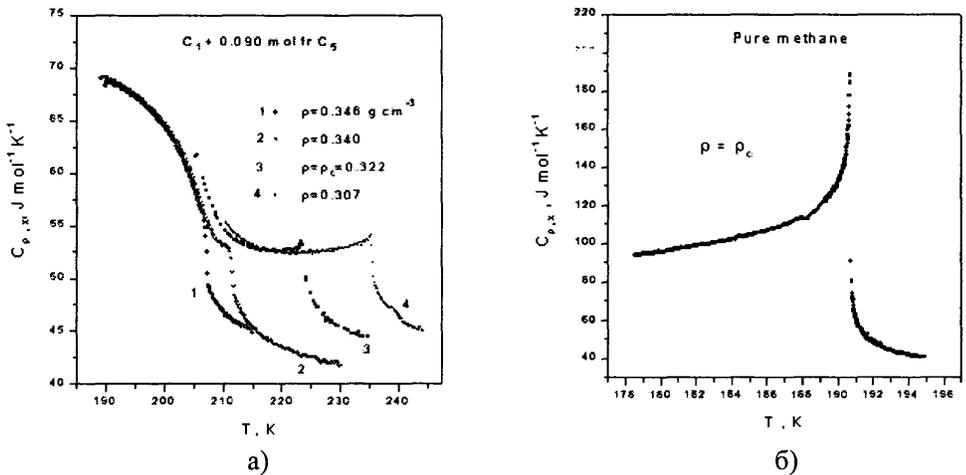


Рис. 4 (а, б). Экспериментально наблюдаемая деформация теплоемкости при переходе от чистого метана к смеси метан – 9,5 мольных процента пентана полностью соответствует теории

Известно [2], что в смесях имеет место перенормировка критического индекса: $\alpha \Rightarrow -\alpha/(1 - \alpha)$. Теплоемкость смеси около критической точки оказывается конечной и имеет характерный вид острого пика («каспа»). На нижней картинке представлены результаты измерений теплоемкости в смеси метан + 9,5 мольных процента пентана в окрестности критической точки. Теплоемкость смеси в соответствии с теорией [3] оказывается перенормированной, образуя характерный упомянутый выше «касп» (кривая 3 на нижнем рисунке).

На правом графике рисунка 5 представлены те же самые кривые, что и на рисунке 4б (теплоемкость смеси метан + 9,5 мольных процента пентана). Однако на левой картинке теперь представлены результаты измерений той же самой смеси, но с другой концентрацией пентана, равной 3,5 мольных процента.

Критическая плотность в смеси метан – 3,5 мольных процента пентана равна $0,248 \text{ г/см}^3$ (гладкая кривая без скачка на левом рисунке). Для смеси метан – 9,5 мольных процента пентана (правый рисунок) критическая плотность равна $0,322 \text{ г/см}^3$ (кривая 3).

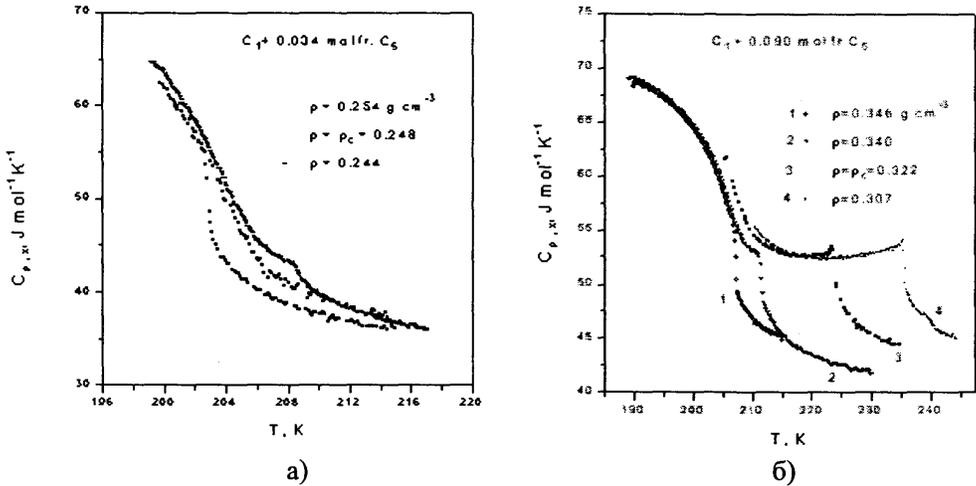


Рис. 5 (а, б). Экспериментально наблюдаемая деформация теплоемкости при переходе от чистого метана к смеси метан – 3,45 мольных процента пентана резко расходятся с предсказаниями теории

Видно, что характер поведения теплоемкости в смесях метан – 3,5 мольных процента пентана и метан – 9,5 мольных процента пентана на критических изохорах совершенно различный. Это однозначно свидетельствует о том, что смесь метан – 3,5 мольных процента пентана находится вблизи какой-то особой точки. На следующих четырех рисунках показаны результаты измерений фазового поведения смеси метан – пентан – гептан при фиксированной концентрации метана, равной 96,5 мольных процента и последовательном уменьшении количества гептана в тяжелой фракции. (реально кроме смесей, данные для которых приведены на этих рисунках, в работе измерялись еще две смеси метан – пентан – гептан с концентрацией гептана в тяжелой фракции 5 и 1,5 мольных процента.

Видно, что в присутствии гептана в системе имеет место трехфазное равновесие. Линия трехфазного равновесия заканчивается верхней конечной критической точкой. При уменьшения концентрации гептана температурный интервал существования трехфазного равновесия уменьшается. В результате было показано, что температурный интервал существования трехфазного равновесия оказывается равным нулю при концентрации гептана в тяжелой фракции около 1,5 мольных процента. (Что соответствует концентрации гептана по отношению ко всему раствору приблизительно равной 0,06 мольных процента).

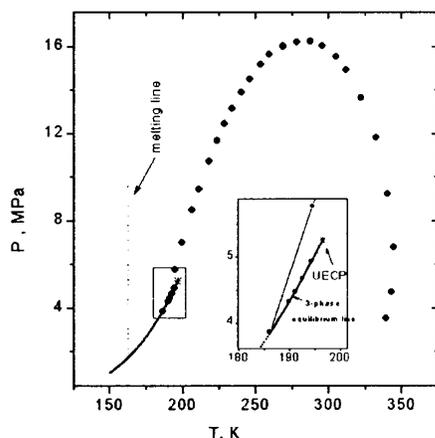
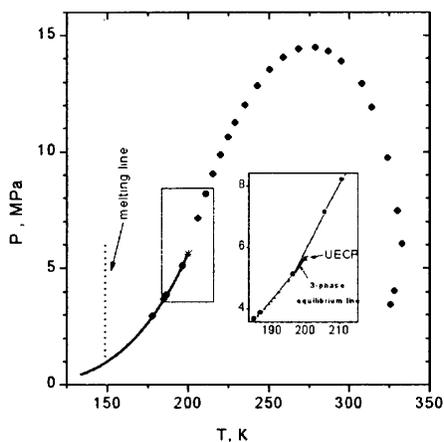
На рис. 7 (а) представлены результаты измерений теплоемкости смеси метан-гептан, на рисунке 7(б) – метан – пентан – гептан в окрестности верхней конечной критической точки при различных концентрациях гептана. Из графика на рис. 7 (а) видно, что теплоемкость системы при приближении к верхней конечной критической точке стремится к бесконечности. Анализ показывает, что характер расходимости теплоемкости определяется тем же самым универсальным критическим индексом $\alpha = 0,11$.

Такое поведение теплоемкости в бинарных системах наблюдалось впервые в мире. В процессе выполнения работы мы показали, что указанная аномалия теп-

лоемкости определяется тем, что в системе имеет место трехфазное равновесие. Наличие третьей фазы обеспечивает постоянство химического потенциала тяжелой компоненты в окрестности верхней конечной критической точки. Это означает, что в нашем эксперименте измеряется теплоемкость при фиксированном значении химического потенциала тяжелой компоненты. Ранее нами было показано [4], что теплоемкость смеси при фиксированном химическом потенциале примеси в окрестности критической точки ведет себя совершенно аналогично теплоемкости чистого вещества.

$C_1 + 0.0345 \text{ mol fr. } (0.8C_5 + 0.2C_7)$

$C_1 + 0.0345 \text{ mol fr. } (0.57C_5 + 0.43C_7)$



$C_1 + 0.345 \text{ mol fr. } (0.35C_5 + 0.65C_7)$

$C_1 + 0.0345 \text{ mol fr. } C_7$

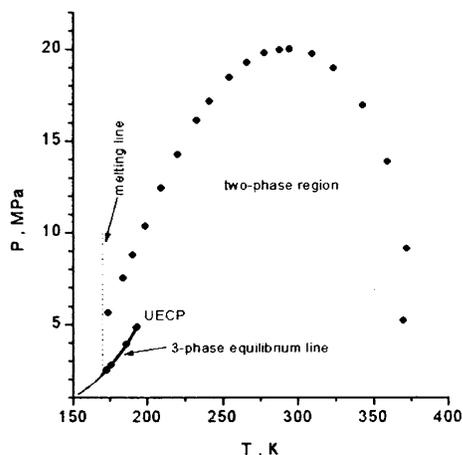
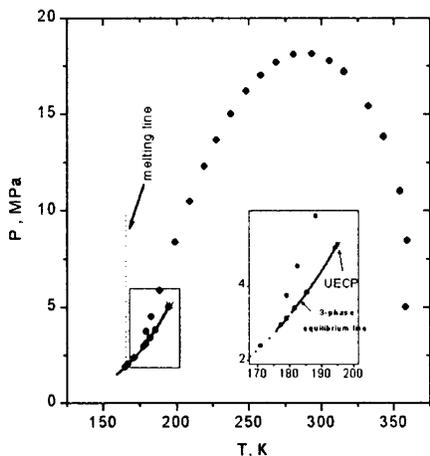


Рис. 6. Эволюция фазового поведения смеси метан – пентан – гептан при увеличении относительной доли гептана в составе тяжелой фракции

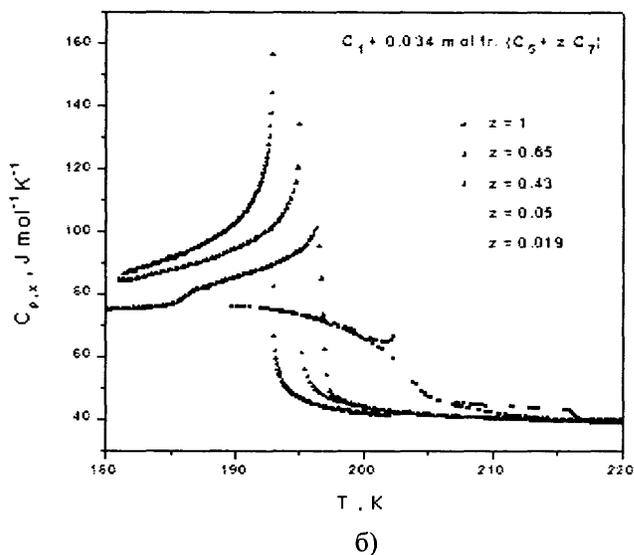
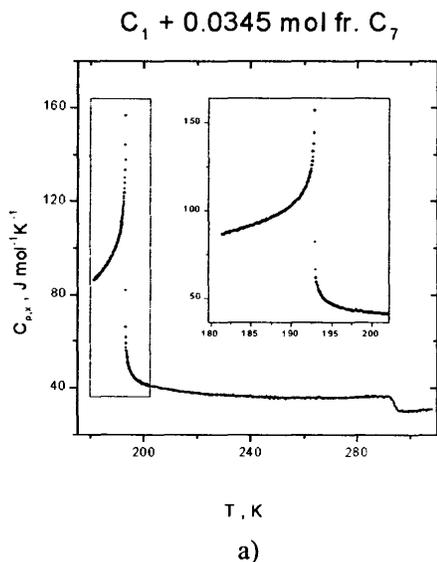


Рис. 7 (а, б). Зависимость теплоемкости смеси метан–пентан–гептан при различных концентрациях гептана

На рис. 7 (б) представлены результаты измерений теплоемкости тройной смеси в окрестности верхней конечной критической точки при различных концентрациях гептана.

Видно, что аномалия теплоемкости в окрестности верхней конечной критической точки подавляется, при уменьшения концентрации гептана, полностью исчезая в точке, где ширина области трехфазного равновесия обращается в ноль.

Концентрация гептана в тяжелой фракции, соответствующая нулевой ширине трехфазной области и полному подавлению аномалии теплоемкости по нашим

данным равна 1,8 мольных процента. Подчеркнем, что в данном случае речь идет именно о составе тяжелой фракции. Если же пересчитать концентрацию гептана по отношению ко всему раствору, то она окажется примерно равной $6 \cdot 10^{-2}$ мольных процента. Таким образом, очевидно, что бинарная смесь метан – пентан является в определенном смысле границей отделяющей растворы метана с более тяжелыми углеводородами метанового ряда с фазовыми диаграммами с непрерывным критическим locusом от диаграмм, в которых критический locus терпит разрыв. Другими словами критическая точка в этой смеси чрезвычайно близка к трикритической. Именно близость трикритической точки приводит к столь необычному поведению теплоемкости. Настоящие измерения являются, по всей видимости, первыми измерениями теплоемкости в растворах в окрестности трикритической точки.

Резюме

- Критический locus смеси метан – пентан непрерывен. Однако малейшие добавки гептана (порядка 0,06 мольных процента) приводят к разрыву критического locusа и к появлению линии трехфазного равновесия.

- Критическая точка смеси метан + 3,5 мольных процента пентана близка к трикритической.

- Аномальное поведение изохорной теплоемкости в смеси метан + 3,5 мольных процента пентана полностью подавлено.

- Температурный интервал сосуществования трех фаз уменьшается при приближении концентрации гептана (z) к концентрации, соответствующей трикритической точке (z^*), как

$$\Delta T \sim (z - z^*)^{3/2}.$$

Дискретное утоньшение свободно-подвешенных смектических плёнок в модели де Жена «пре-смектической жидкости»

Дискретное утоньшение свободноподвешенных смектических плёнок (СПСП), наблюдаемое при их нагревании выше температуры объёмного фазового перехода смектик А-изотропная жидкость и смектик А – нематик (NA), продолжает оставаться одной из нерешённых проблем физики жидких кристаллов. Известно, что СПСП приготовленные ниже температуры разрушения смектического порядка в объёме, легко перегреваются и выше указанной температуры. Возможность такого перегрева обеспечивается «притягивающим» действием свободных поверхностей и замечательной устойчивостью смектических плёнок к образованию сквозных дыр. При нагревании перегретые СПСП испытывают серию разнесённых по температуре спонтанных переходов утоньшения, заканчивающуюся их разрывом. При этом величина максимально возможного перегрева СПСП является степенной функцией её толщины, коэффициент теплового расширения перегретой СПСП отрицателен, а сам процесс дискретного утоньшения носит ярко выраженный монотропный характер. В данной работе показано, что весь спектр перечисленных выше явлений находит естественное объяснение в рамках феноменологической модели де Жена «пре-смектической жидкости», в

предположении, что к свободным поверхностям СПСП приложена достаточно большая внешняя сжимающая сила. В реальной ситуации такой силой оказывается сила, связанная с кривизной окружающего мениска (см. рис. 8), выступающего для перегретой СПСП в роли объёмного резервуара.

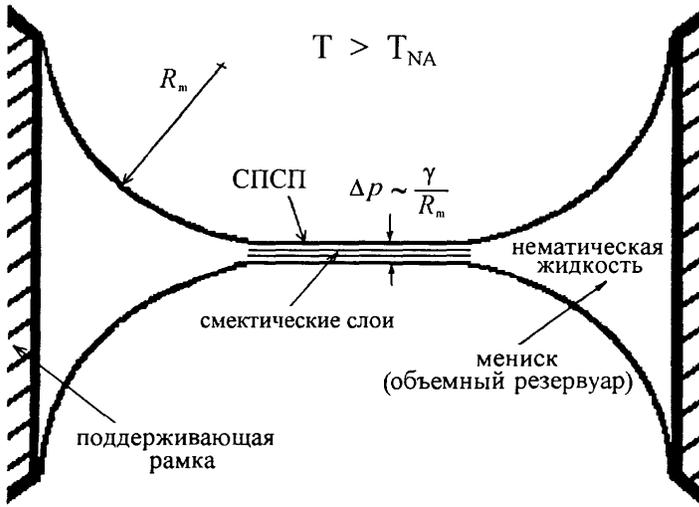


Рис. 8. Общая схема реализации свободно подвешенных жидких пленок

Пусть, для определённости, свободные поверхности, ограничивающие перегретую СПСП толщины L находятся при $z = \pm L/2$, и пусть пре-смектическая волна массовой плотности параметризована следующим образом:

$$\delta\rho(z) = \sqrt{2} \rho_0(z) \cos [q_0(z + u(z))], \quad (1)$$

где $\rho_0(z)$ – амплитуда модуляции массовой плотности, $q_0 = 2\pi/d_0$ – оптимальное волновое число, d_0 – период объёмной смектической решётки, а $u(z)$ – длинноволновая переменная, описывающая упругое смещение смектических слоёв.

В гармоническом приближении функционал свободной энергии перегретой СПСП может быть записан в следующем простом виде:

$$F_{Sm}[\delta\rho] = S \frac{\alpha}{2} \int_{-L/2}^{+L/2} dz \left[\tau \delta\rho^2 + \frac{\xi_{||0}^2}{4q_0^2} [(\nabla_z^2 + q_0^2) \delta\rho]^2 \right], \quad (2)$$

где $\tau = (T - T_{NA})/T_{NA}$ – приведенная величина перегрева СПСП, отсчитанная от критической температуры объёмного NA-перехода ($\tau > 0$), $\xi_{||0}$ – прямая продольная смектическая корреляционная длина, α – размерная феноменологическая константа, S – площадь невозмущенной СПСП.

3. В рамках функционала (2) пространственное распределение амплитуды $\rho_0(z)$ и смещения $u(z)$ по толщине СПСП даётся следующей системой уравнений Эйлера:

$$\nabla_z [\rho_0^2 (\nabla_z u)] = 0, \quad (5)$$

$$\rho_0 [1 + q_0^2 \xi_C^2 (\nabla_z u)^2] = \xi_C^2 \nabla_z^2 \rho_0. \quad (6)$$

Следуя де Жёну [4], естественно полагать, что на свободных поверхностях СПСП жестко фиксированы позиции максимумов пре-сметической волны массовой плотности. С учётом инвариантности функционала (3) относительно замены ρ_0 на $-\rho_0$ это означает, что

$$q_0 \left[L + 2u \left(\frac{L}{2} \right) \right] = 2\pi N, \quad (7)$$

где N – ближайшее целое к L/d_0 число смектических слоёв.

Решение системы уравнений (5), (6) с граничным условием (7) имеет следующий вид:

$$F_{Sm}(L) = S\alpha\tau\xi_C\rho_{0s}^2 \left[\tanh \left[\frac{L}{2\xi_C} \right] + \frac{1 - \cos[f]_N}{\sinh(L/\xi_C)} \right], \quad (8)$$

где $[f]_N = q_0(L - Nd_0)$. Первый член в (8) описывает обычный для гармонической теории вклад в свободную энергию СПСП, связанный с пространственной неоднородностью амплитуды $\rho_0(z)$, тогда как второй член описывает энергию упругой деформации, неизбежно возникающей при толщинах L , отличных от «целочисленных» значений $L_N = Nd_0$.

4. Очевидно, что благодаря наличию объёмного резервуара, толщина перегретой СПСП L является *свободным* термодинамическим параметром. При этом осцилляторная зависимость энергии (9) от L обуславливает разбиение области значений L на последовательно чередующиеся «разрешённые» ($[\Delta F_{Sm}^{(N)}]_{LL}'' \geq 0$) и «запрещённые» ($[\Delta F_{Sm}^{(N)}]_{LL}'' \leq 0$) зоны, различающиеся знаком эффективного модуля сжатия пре-сметической решётки. Можно показать, что при выполнении неравенства (4) ширины чередующихся зон близки к $d_0/2$, причём разрешённые зоны (области положительной упругости пре-сметической решётки) центрированы вблизи «целочисленных» значений L . Заметим, что положительность эффективного модуля сжатия пре-сметической решётки является *необходимым* условием устойчивости перегретой СПСП. Таким образом, непрерывное изменение толщины СПСП под действием внешней силы возможно лишь в относительно небольших пределах, в любом случае не выходящих за границы соответствующей разрешённой зоны.

С точностью до членов малых в силу неравенства (4) свободная энергия (9) может быть записана в следующем простом виде:

$$\Delta F_{Sm}^{(N)}(L) = -S \frac{B_m^{(N)}}{q_0^2 \xi_C} \cos[f(L)]_N, \quad (10)$$

где

$$B_m^{(N)} = 2\alpha q_0^2 \xi_{||0}^2 \cdot \xi_{0s}^2 \exp(-L_N/\xi_C) \quad (11)$$

модуль сжатия центральной (срединной) части пре-сметической волны массовой плотности (см. ниже). В указанном приближении разрешённые зоны центрированы при $L = L_N$ и определяются следующим неравенством:

$$|L - L_N| \leq \frac{d_0}{4}. \quad (12)$$

5. В присутствии внешней силы, приложенной к свободным поверхностям, в системе возникает упругая возвращающая сила

$$G_{Sm}^{(N)}(L) = -S \frac{B_m^{(N)}}{q_0 \xi_C} \sin[f(L)]_N, \quad (13)$$

где значения L не выходят за границы зон, определяемых неравенством (12) (см. рис. 9). В окрестностях минимумов энергии (10), формула (13) упрощается и принимает следующий вид: $G_{Sm}^{(N)}(L) \approx -S B_m^{(N)} (\delta L / \xi_C)$, где $\delta L = L - L_N$. Последнее согласуется с тем, что при выполнении неравенства (4) вся упругая деформация сосредоточена в центральной (срединной) части СПСП шириной порядка ξ_C , где модуль сжатия пре-сметической волны массовой плотности ($B_m^{(N)}$) минимален.

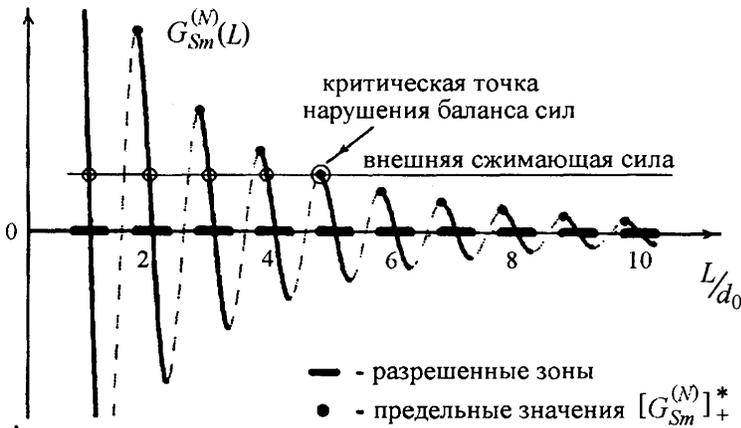


Рис. 9. Упругая возвращающая сила $G_{Sm}^{(N)}$ как функция приведенной толщины жидкой пленки L/d_0

Очевидно, что в силу чередования разрешённых и запрещённых зон, перегретая СПСП обладает разрывной зависимостью своих упругих свойств от толщины L . В частности, сила (13) ограничена сверху и снизу предельными значениями

$$[G_{Sm}^{(N)}(L)]_{\pm}^* = \pm S \frac{B_m^{(N)}}{q_0 \xi_C}, \quad (14)$$

достигаемыми соответственно на нижних (+) и верхних (-) границах соответствующих разрешённых зон (см. рис. 9).

Пользуясь выражением (11), можно показать, что предельные значения (14) быстро уменьшаются с ростом τ и увеличиваются с уменьшением числа смектических слоёв N (см. рис. 9). Таким образом, нагревание перегретой СПСП в присутствии внешней силы неизбежно заканчивается спонтанным нарушением баланса внешней и упругой сил и, как следствие, потерей механической устойчивости пленки. При этом в случае внешней сжимающей силы возможно восстановление нарушенного баланса сил и, соответственно, устойчивости СПСП за счёт спонтан-

ного утоньшения последней до толщины, соответствующей меньшему числу слоёв (путём сброса «лишних» смектических слоёв в окружающий резервуар).

В заключение заметим, что дискретное утоньшение перегретых смектических (пре-смектических) плёнок должно наблюдаться и в экспериментах типа Израелишвили [5, 6], если при фиксированной внешней нагрузке повышать температуру. Обнаружение указанного эффекта явилась бы дополнительным подтверждением изложенной выше теории.

Литература

1. Robert B. Griffiths, Phys. Rev. Letters 24, 715 (1970).
2. Voronov V.P., Beliakov M.Y., et al., Transport in porous media, v.52, No.2, (2003)
3. M.A. Anisimov, E.E. Gorodetsky, V.D. Kulikov, and J.V. Sengers, Physical Review E 51, 1199-1215 (1995).
4. Gennes de P.G., C.R. Acad. Sci. Paris B 275, 939 (1972).
5. Horn R.G., Israelachvili J.N. and Perz E., J. de Phys. 42, 39 (1981).
6. Israelachvili J.N., Intermolecular and Surface Forces, Academic Press, London, 1992

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ СТРУКТУРИЗАЦИИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ В ТЕХНОГЕННО ИЗМЕНЕННЫХ ПЛАСТАХ

Н.Н. Михайлов, О.Н. Новикова

Институт проблем нефти и газа РАН

Введение

На современном этапе развития нефтяной промышленности России большинство нефтяных месторождений страны находится на сложной поздней стадии эксплуатации с низким уровнем добычи нефти, а так же с усложнением процессов разработки с одной стороны, и постоянным уменьшением ресурсной базы с другой стороны. Прирост запасов отстает от добычи нефти. В связи с этим источниками ресурсов становятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, освоение которых требует применения специальных дорогостоящих технологий, что сдерживает их распространение. В то же время, разрабатываемые месторождения характеризуются невысокими коэффициентами извлечения нефти, соответственно в недрах остается огромное количество нефти, которое может быть использовано в качестве ресурсной базы на разрабатываемых обустроенных месторождениях, имеющих необходимую развитую инфраструктуру и кадровый потенциал. Среди них есть месторождения с большими запасами нефти, но уникальные по своим свойствам, из-за чего в разработку существующими методами не вовлекается существенные запасы нефти, являющиеся резервом для увеличения добычи. Количество остаточной нефти может составлять более половины первоначальных балансовых запасов.

В настоящее время имеется большое количество технологий, позволяющих доизвлечь остаточную нефть. Однако, запасы остаточной нефти являются сложной динамической структурой, состоящей из нескольких отдельных ее видов, которым

присущи разные свойства и степень подвижности. Соответственно, имеющиеся технологии оказываются эффективными лишь для отдельных видов остаточной нефти. Поэтому, для обоснования более рациональных методов доизвлечения необходимо знать структуру остаточной нефти и характер ее распределения в объеме залежи. В настоящее время не существует методик прогноза содержания связанных и подвижных остаточных углеводородов по данным керновых исследований и математического моделирования. Стала необходимым разработка методики, позволяющей детально структуризировать остаточную нефть техногенно измененных пластов по видам и степени подвижности. Созданная методика позволит моделировать адресное распределение различных видов остаточной нефти в техногенно измененном коллекторе с использованием ПДГТМ.

Поэтому, разработка методики позволяющей детально структуризировать остаточную нефть техногенно измененных пластов по видам и степени подвижности, позволяющая моделировать особенности распределения связанных углеводородов по объему залежи методами промысловой геологии представляет большой научный и практический интерес. Решение этих вопросов позволит повысить точность прогноза нефтеотдачи для определения извлекаемых остаточных запасов, а также более объективно подходить к выбору методов воздействия на пласт.

Структура и виды остаточной нефти

По сложившимся к настоящему времени физико-геологическим и гидродинамическим представлениям о структуре и свойствах остаточной нефти, изложенных в работах известных ученых отраслевой науки Дмитриевского А.Н., Михайлова Н.Н. (1992, 1996), Кольчицкой Т.Н. (2001), нефтенасыщение продуктивных пластов является одним из важнейших параметров, характеризующих промышленную ценность коллектора и эффективность систем разработки. Существующее на начало разработки *природное (начальное)* нефтенасыщение коллекторов в процессе разработки уменьшается и преобразовывается в сложное по насыщенности состояние, на которое помимо чисто природных факторов большое влияние оказывают и технологические факторы, такие как режим разработки, условия вытеснения, гидродинамическая неоднородность разрабатываемых пластов и др. В заводненном пласте формируется *остаточное* нефтенасыщение, определяющее эффективность применяемых систем разработки и являющееся важным ресурсом для доизвлечения нефти.

В процессе заводнения тип смачиваемости и поверхностные свойства коллекторов оказывают существенное влияние на характер распределения нефти и воды во внутрискластовом пространстве в процессе заводнения.

Так как подавляющее большинство нефтяных месторождений России разрабатывается с использованием заводнения, то в общем виде остаточное нефтенасыщение пласта после техногенного воздействия представлено двумя типами остаточной нефти (далее ОН):

1) *ОН макроуровня*, сосредоточенная в участках коллектора, не охваченных процессом воздействия в силу макронеоднородности строения коллектора (в непромытых пропластках, целиках, застойных зонах и линзах). Как правило, неоввлечение в разработку таких участков пласта происходит по двум причинам:

технологическим (засорение призабойной зоны, применяемая система расстановки скважин, несоответствие реальной геологической неоднородности проектной и др.) и геологическим (аномальная слоистая неоднородность строения коллектора, заключающаяся в существенной литологической изменчивости, прерывистость и выклинивание пластов, резкое изменение ФЕС по площади и по разрезу). В целиках, не охваченных процессом заводнения, нефтенасыщение разрабатываемых и природных пластов идентично и техногенно не изменено. Поэтому оно не представляет интереса для изучения.

2) Второй тип – *ОН микроуровня* формируется при вытеснении нефти заводнением. Она остается в пласте в заводненном коллекторе за счет микронеоднородности его строения (усложненной структуры порового пространства) и техногенных изменений (изменением смачиваемости поровой поверхности), что в свою очередь вызывает затруднение фильтрации. ОН микроуровня локализуется в порах, в поровых каналах и на внутренней поверхности пор. Именно этот тип ОН представляет интерес, так как содержащие ее участки залежи вовлечены в процесс вытеснения, и при использовании технологий *интенсификации* из этих участков можно доизвлечь ОН.

Основываясь на современных теоретических представлениях [3–6], остаточная нефть техногенно измененных пластов делится на два вида: первый вид – *прочно связанная ОН*, не извлекаемая из пласта, состоящую из *адсорбированной, пленочной ОН* и *ОН непроточных пор*. Второй вид – *условно подвижная ОН*, представляющая собой капиллярно-защемленную ОН, извлекаемую из пласта определенными технологиями. Такое разделение обусловлено свойствами и механизмами накопления остаточной нефти.

Механизмы формирования остаточной нефти заводненных пластов

Прочно связанная ОН представлена *адсорбированной, пленочной ОН* и *ОН непроточных пор*. Она формируется преимущественно в гидрофобных участках коллектора. Свойства адсорбированной ОН зависят от состава пластовой нефти, от термобарических условий в пластах, минерального состава пористой среды и состава пластовых вод. Полярные компоненты природных нефтей являются поверхностно-активными веществами и адсорбируются на внутривискозной поверхности. ОН непроточных пор формируется в порах со сложным строением и в извилистых капиллярах, которые с гидродинамической точки зрения являются застойными зонами, и в них не возможен процесс вытеснения ни под действием гидродинамических, ни под действием капиллярных сил. В этих порах возможны лишь медленные массообменные процессы с проточными порами. Эти два вида прочно связанной нефти определяются совместно, так как по отдельности эти составляющие выделить сложно. Прочно связанная не извлекаемая ОН не представляют экономического интереса, но учет ее необходим для определения структуры и количества извлекаемой ОН.

Основным резервом для доизвлечения является условно подвижная ОН, представляющая собой *капиллярно-защемленную ОН*. Это микроскопические капли нефти – глобулы, защемленные в расширениях порового пространства – порах, узлах пор (рис. 1.1, а). Защемление в пористой среде в процессе заводнения связано

с действием таких факторов, как прилагаемые градиенты давления и сила тяжести. В зависимости от изменения соотношения капиллярных и гидродинамических сил ($\Delta P_k/\Delta P_g$) в процессе вытеснения выделяется три режима образования капиллярно-защемленной ОН. При *капиллярном* режиме нефть защемляется под действием капиллярных сил из-за сложной геометрии внутриворонного пространства коллектора, поверхностно-молекулярных свойств системы порода – насыщающий флюид (смачиваемости, ионного обмена, адсорбции), а так же межфазных свойств (поверхностное натяжение, отношения вязкостей фаз). При *капиллярно-напорном* режиме вытеснения характер распределения фаз определяется действием как капиллярных, так и гидродинамических сил (рис. 1.1, б). По мере роста градиента гидродинамического давления все большая доля пор охватывается чисто гидродинамическим вытеснением и объемы защемленной фазы уменьшаются. При некотором критическом значении градиента гидродинамического давления (Π) гидродинамический перепад давления полностью определяет процесс вытеснения и условия для защемления отсутствуют и остаточное нефтенасыщение соответствует конечной точке автомоделной кривой фазовой проницаемости. Это *автомоделный* режим вытеснения (рис. 1.1, в).

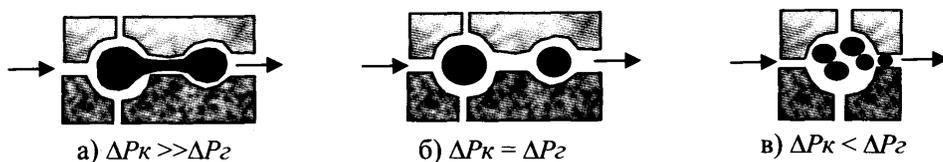


Рис. 1.1, а. Схема капиллярного защемления нефти в отдельной поре – а) и б), а затем ее вытеснения при перепаде давления – в). $\square P_k/\square P_g$ – соотношение капиллярных и гидродинамических сил. Стрелками показано направление вытеснения

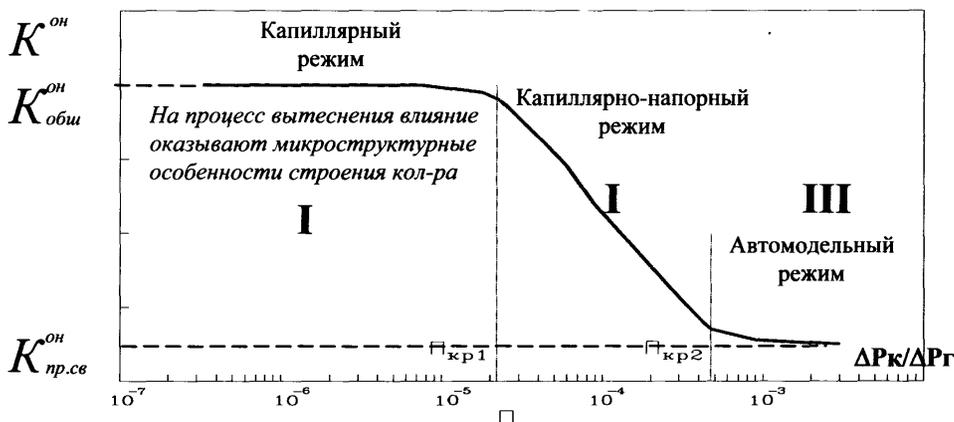


Рис. 1.1, б. Зависимость коэффициентов ОН (K^{OH}) от соотношения капиллярных и напорных сил ($\square P_k/\square P_g$) при трех режимах вытеснения нефти водой. $\Pi_{кр1}$ и $\Pi_{кр2}$ – критические числа

Методика структуризации остаточной нефти заводненных пластов

Так как остаточная нефть заводненных участков пластов обладает различной степенью подвижности, то для эффективного доизвлечения ее необходимо целенаправленно воздействовать на скопления извлекаемой ОН. Для этого нужно определить структуру и распределение разных видов ОН в объеме коллектора. Но, в настоящее время не существует методов прямого определения величин того или иного вида остаточной нефти независимо друг от друга. Поэтому, для определения доли извлекаемой составляющей ОН необходимо определить всю остаточную нефть техногенно измененного пласта, а затем покомпонентно рассчитать доли связанной и подвижной ОН.

Определение общей остаточной нефтенасыщенности

Исходя из теоретических представлений известно, что во время капиллярного режима вытеснения нефти формирование капиллярно-защемленной ОН четко связано со структурой порового пространства и ФЕС породы (рис. 1.1, б). Это дает нам право выявлять зависимости между коэффициентами остаточной нефти разных видов и таким ФЕС породы как проницаемость. Величины остаточной нефти получают в лабораторных условиях при экспериментах на керне, путем моделирования процесса заводнения и в результате изотермической сушки. Главной задачей при разработке методики структуризации остаточной нефти являлось определение состоятельности ряда проведенных экспериментов и применимость их результатов к условиям режимов накопления остаточной нефти.

Остаточная нефть заводненных пластов, как правило, представлена совместно прочно связанной и условно подвижной остаточной нефтью. Их сумму назовем коэффициентом общей остаточной нефти $K_{общ}^{ОН} = K_{к-з}^{ОН} + K_{пр.св}^{ОН}$. Исходя из анализа автомодельной кривой фазовой проницаемости (кривой капиллярного давления), общая остаточная нефтенасыщенность соответствует максимальному значению $K^{ОН}$ на этой кривой (рис. 1.2). И продолжает соответствовать на протяжении всего периода реализации капиллярного режима вытеснения, когда влияние коллекторских свойств ведет к формированию общей ОН ($K_{общ}^{ОН}$). Во время реализации капиллярно-напорного режима, по действием гидродинамического перепада из общего количества ОН извлекается условно подвижная ее составляющая – капиллярно защемленная ОН ($K_{к-з}^{ОН}$), и к началу реализации автомодельного режима в коллекторе остается лишь прочно связанная ОН ($K_{пр.св}^{ОН}$). Такая схема вытеснения остаточной нефти подтверждается примером разгерметизированного керна заводненного участка коллектора, из которого при перепаде давления, происходящего при его подъеме на поверхность вытекает часть нефти, а часть остается в виде прочно связанной ОН.

Структуризация и моделирование распределения остаточной нефти проводилось с привлечением данных лабораторных и керновых исследований образцов пластов ЮК₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты Талинской площади Красноленинского месторождения.

При выборе эксперимента, по результатам которого определялся коэффициент общей остаточной нефти $K_{общ}^{ОН}$, основным критерием являлось наличие чет-

ких связей с ФЕС – Кпр. Из некоторого количества экспериментов лабораторного моделирования заводнения был выбран опыт, осуществлявшийся в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 39-195-86. По стандарту важным этапом подготовки образца является *экстрагирование* керна, то есть, удаление из него прочно связанной ОН, (которое в реальном коллекторе не поддается воздействию ни при каких условиях), в результате чего испытываемый образец керна становится чисто *гидрофильным* и полностью насыщается моделью нефти. При анализе результатов необходимо учесть, что оставшаяся после вытеснения из экстрагированного образца нефть кроме капиллярно-защемленной ОН, включает в себя так же долю нефти, удаленной из керна во время экстракции, то есть долю прочно связанной ОН, измеряющуюся независимым способом. Таким образом:

$$K^{он} \text{ из опыта} = K_{к-э}^{он} + K_{пр.св}^{он}$$

Результат удовлетворяет теоретическому условию. Кроме того, при анализе результатов эксперимента по моделированию ОНН в условиях капиллярного режима вытеснения показал наличие четких связей ОН с ФЕС коллектора. На рис. 2. показана зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для разных типов коллекторов пластов ЮК₁₀₋₁₁ Талинской площади Красноленинского месторождения.

Таким образом, был выбран эксперимент моделирования ОНН, удовлетворяющий условиям капиллярного режима вытеснения и определяющий коэффициент общей ОН.

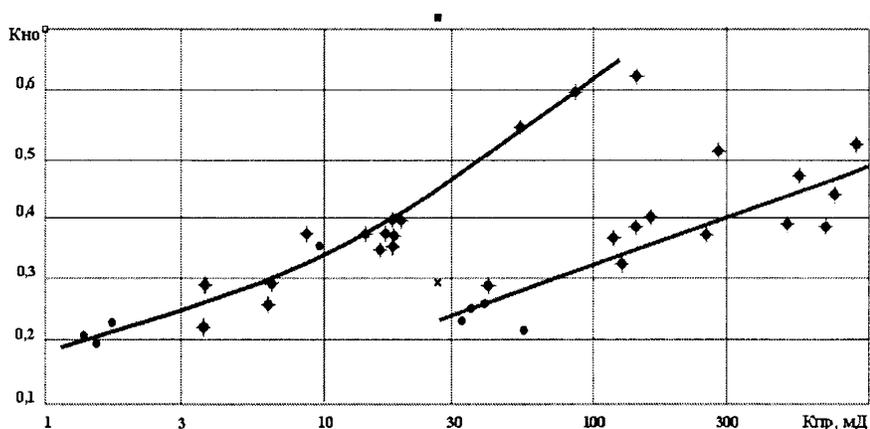


Рис. 2. Зависимость общей остаточной нефти от проницаемости

Определение прочно связанной ОН

Прочно связанная остаточная нефть ($K_{пр.св}^{он}$), остающаяся в коллекторе при реализации автотермического режима вытеснения и представляет собой сумму адсорбированной, пленочной ОН и ОН непроточных пор. В реальном пласте этот вид ОН не извлекается ни при каких условиях, но определяется на основе лабораторного исследования керна в процессе термической сушки. Процесс исследования основан на изменении смачиваемости внутренней поверхности

пор. Доля площади поверхности пор, занятая неполярными молекулами характеризуется коэффициентом гидрофобизации θ_n . В лабораторных условиях θ_n можно определить на основании закономерностей пленочного течения воды по поверхности пор образцов керна. Пленочный перенос имеет место в процессе изотермической сушки образцов керна, предварительно насыщенных водой. Коэффициент гидрофобизации, как долю площади поверхности, занятую углеводородами, определяют по кривым изотермической сушки образцов (метод испарения). На поверхности поровых каналов находится адсорбированный слой. Распределение нефти и воды в этом слое происходит пропорционально их энергиям адсорбции. Определив коэффициент гидрофобизации, рассчитывается коэффициент адсорбированной ОН: $K_{adc}^{OH} = Sw * q_n$, (где: q_n – площадь поверхности пор, избирательно смачиваемых нефтью; Sw – средняя толщина пленки нефти).

Совместно с адсорбированной ОН также определяются и другие виды ОН, входящие в состав прочно связанной ОН. В настоящее время сложно дать достоверные количественные значения этих видов остаточной нефти, так как в явном виде их выделить затруднительно. Поэтому их изучают совместно. Таким образом, определяется коэффициент неизвлекаемой ОН. Как видно из построений зависимостей $K_{np,cv}^{OH}$ от ФЕС породы по результатам опыта изотермической сушки образца (рис. 3), этот вид остаточной нефти имеет довольно четкие связи с ФЕС. Наличие связей подтверждает факт соответствия процесса сушки автомодельному режиму вытеснения. Поэтому использование рассчитанных величин $K_{np,cv}^{OH}$ правомерно для решения поставленной задачи.

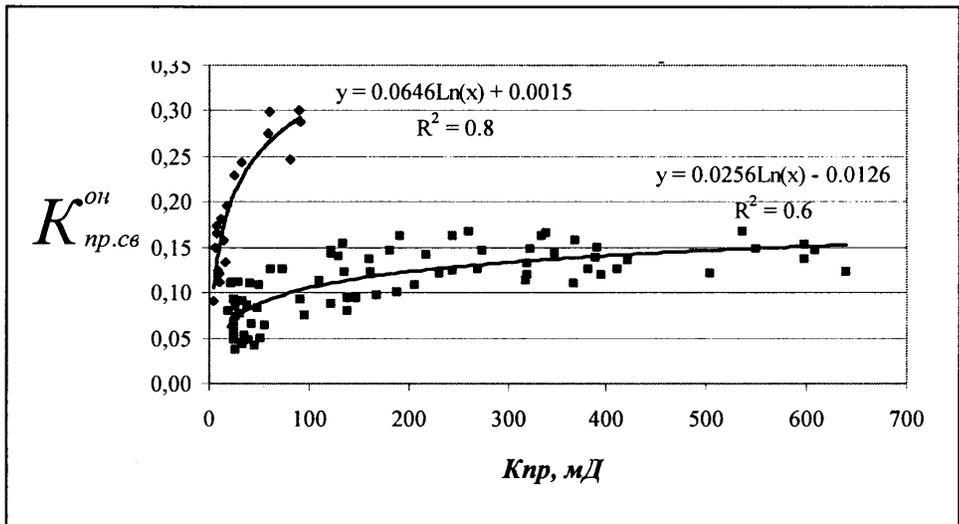


Рис. 3. Зависимость $K_{np,cv}^{OH}$ от проницаемости породы по результатам опыта изотермической сушки образца

Определение условно подвижной ОН

Так как результаты проанализированных экспериментов соответствуют условиям капиллярного и автомоделного режима вытеснения и удовлетворяют условиям методики, то, имея величины общей ОН и прочно связанной ОН, исходя их теоретических посылок можно вычислить долю условно подвижной капиллярно-защемленной ОН: $K_{к-з}^{ОН} = K_{общ}^{ОН} - K_{пр.св}^{ОН}$.

Построенные зависимости подвижной ОН от $K_{пр}$ на рис. 4. подтверждает четкую связь капиллярно-защемленной остаточной нефти от Фес породы. Это подтверждает то, что формирование капиллярно-защемленной ОН происходит при капиллярном режиме в числе общей ОН.

Таким образом, разработанная методика позволяет структуризировать ОН по видам и степени подвижности на основе анализа комплекса лабораторных исследований керна, а так же определить соответствие результатов лабораторных экспериментов условиям вытеснения, и как результат, рассчитать коэффициент общего количества остаточной нефти, ее прочно связанную часть и условно подвижную, которая основным резервом для доизвлечения.

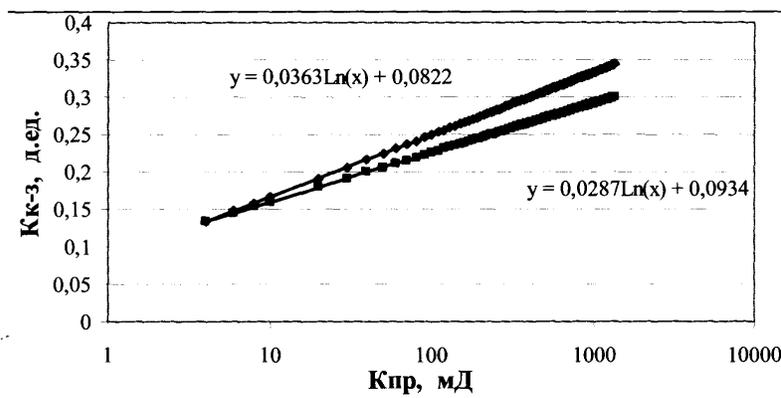


Рис. 4. Зависимость капиллярно-защемленной ОН от проницаемости для разных типов коллектора пластов ЮК₁₀₋₁₁ Талинской площади

Моделирование распределения остаточной нефти в объеме пласта

Для целенаправленного воздействия на скопления структуризированной подвижной ОН необходимо знать закономерности ее распределения в объеме залежи. Эта задача решается с использованием полученных связей ОН выявленных видов и $K_{пр}$, полученных по разработанной методике. Основой построения распределения ОН служит реальная постоянно действующая геолого-технологическая модель. Используемая модель залежи отражает реальное строение коллектора и содержит в себе участки, как охваченные процессом воздействия, так и не охваченные. Реальный коллектор содержит в себе остаточную нефть всех рассмотренных видов.

Основным критерием применимости разработанной методики структуризации ОН к модели является наличие распределение ФЕС в объеме коллектора. Адресное моделирование распределения остаточной нефти проводилось на основе кубов рас-

пределения проницаемости и начальной нефтенасыщенности, уже имеющихся в модели. Были разработаны алгоритмы расчета параметров остаточной нефти. Имея зависимость $K_{пр}$ от остаточной нефти, в имеющиеся кубы закладывались уравнения этих зависимостей и получалось распределение в кубе параметров остаточной нефти, измеряющийся в долях единицы. Затем, на его основе подсчитывались линейные запасы остаточной нефти каждого вида ОН и их распределение в кубе ($\text{м}^3/\text{м}^3$). Для визуализации данных трехмерных кубов были получены двумерные карты. Распределения линейных запасов остаточной нефти на карте измеряется в $\text{м}^3/\text{м}^2$.

На рис. 5. показано распределение коэффициента и линейных запасов подвижной ОН. Как видно, четко выделяются перспективные участки с высокими значениями ОН.

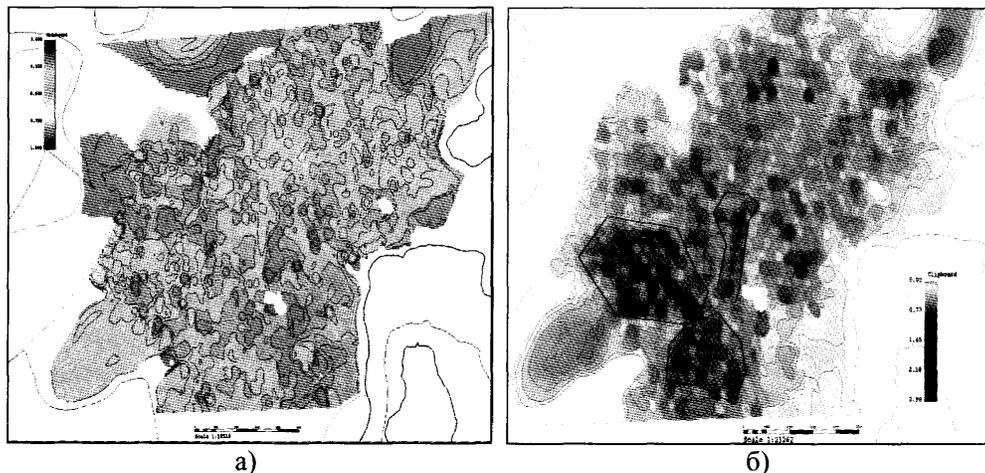


Рис. 5. а) – карта распределения коэффициента капиллярно-защемленной ОН (д. е.); б) – карта распределения подвижных линейных запасов ОН ($\text{м}^3/\text{м}^2$)

В результате применения разработанной методики, в ПДГДМ проведена структуризация остаточной нефти. На картах распределения параметров $K^{ОН}$ прослеживаются определенные закономерности распределения остаточного нефтенасыщения, обусловленного четкой зависимостью $K^{ОН}$ от ФЕС. «Пятнистый» характер распределения запасов ОН указывает на локализацию ОН того или иного вида в зависимости от коллекторских свойств. Это дает возможность определить метод и участок воздействия для доизвлечения. В зонах, где значения остаточной нефти низки – доизвлечение, вероятно, невозможно.

Для определения полноты извлечения запасов нефти рассматриваемого участка был рассчитан реальный коэффициент вытеснения остаточной нефти: $K_{от\ оН} = 1 - K_{от} / K_{нач\ нн}$. Он составляет 0,38. По результатам моделирования текущая нефтеотдача на этом же участке на настоящий момент составляет 0,134. Используя эти параметры, можно определить реальный коэффициент охвата: $K_{охв} = \square / K_{выт}$. Таким образом, в модели, при $K_{охв} = 0,38$ и при нефтеотдаче, составляющей 13%, $K_{охв}$ составляет 0,3. Таким образом, можно рассчитать предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть при коэффициенте охвата равном единице.

Как показывает анализ рассчитанных остаточных запасов, а так же коэффициентов их извлечения и вытеснения, рассматриваемый участок имеет весьма большой резерв в виде остаточной капиллярно заземленной остаточной нефти, и продолжает оставаться перспективным (рис. 6).

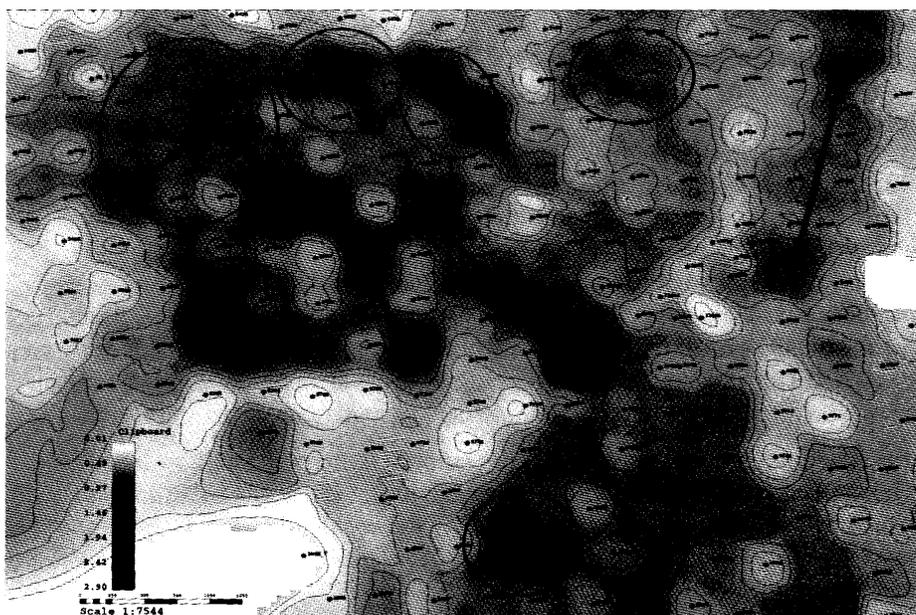


Рис. 6. Выделение участков, перспективных для доизвлечения остаточной нефти

Таким образом, разработанная методика структуризации дает возможность структурировать остаточную нефть, моделировать ее распределение в объеме пласта и позволяет оценить перспективные участки с высокими значениями запасов ОН с целью ее доизвлечения.

Литература

1. Григорьева В.А., Иванова М.М., Лысенко В.Д., Чарыков В.Ф. Сложности разработки Талинского месторождения. – Нефтяное хозяйство, 6/1995, 36-38 с.
2. Иванова М.М., Григорьева В.А., Лысенко В.Д., Михайлов Н.Н., Пименов Ю.Г., Чарыков В.Ф. Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. М., ОАО ВНИИОЭНГ, 1996.
3. Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н., Джемесюк А.В., Семенова Н.А. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М.: Наука, 1993, 173 с.
4. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
5. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Язынина И.В. Физико-технологические свойства нефтегазовых пластов: Сб. лаб. работ. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 58 с.
6. Михайлов Н.Н. Физико-геологические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Нефтяное хозяйство, 1997/11, с. 14–17.
7. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации. Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235-89 /

Исполнители: А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.П. Юрчак и др. М., типография Миннефтепрома, 1989, 36 с.

8. Новикова О.Н. Критерии изучения структуры остаточной нефти на Талинском месторождении. – Геология нефти и газа, 5/2002, с. 47–52.

НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

С.Н. Закиров

Институт проблем нефти и газа РАН
ezakirov@ogri.ru

За отчётные три года исследований по Программе «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развитие нефтегазового комплекса России (совместно с СО РАН)» лаборатория газоконденсатоотдачи выполнила намеченные работы, а также обобщила их совместно с предшествующими исследователями. Следствием этого стали следующие три наиболее важных результата.

- Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа.

Основное содержание данного направления исследований отражено в обобщающей книге [1] и публикациях [2–6]. Они доложены на различных отечественных и международных конференциях. На соответствующие технологии получено 4 патента РФ.

- Новые технологии исследования скважин и пластов.

Содержание соответствующих исследований изложено в статьях [7–9], одном патенте РФ и они доложены на международной конференции.

- Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании.

Основные результаты исследований по данной проблеме доложены на международной конференции [10] и на заседании Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений Роснедра 13 октября 2005 г.

В краткой статье невозможно отразить все результаты. Поэтому далее изложение касается только первой проблемы.

Известно, что во времена Союза выбор наилучшего варианта разработки осуществлялся на основе критерия народно-хозяйственного эффекта. Вместе с тем, существовал критерий рациональности разработки. В настоящее время роль критерия народно-хозяйственного эффекта выполняет показатель NPV. К сожалению, критерий рациональности отсутствует. Поэтому в качестве первого принципа новой методологии авторы [1] предлагают определение искомого критерия.

Принцип № 1

Рациональной системой разработки нефтяного (газового) месторождения и обустройства промысла признается такая система, которая запроектирована на современной научно-технической и методологической основе и реализуется с современным научным сопровождением, когда население страны, и местное

население в частности, а также недропользователь получают наибольшие доходы, имеет место наименьший ущерб Окружающей среде, соблюдаются Закон о Недрах и регламентирующие документы, реализуются наибольшие социальные последствия и гарантии.

Нетрудно видеть, что признание ЦКР Роснедра, его членами и экспертами такого определения критерия рациональности способно многое изменить в недропользовании, способствовать широкому внедрению достижений научно-технического прогресса, внедрению методов повышения КИН.

Изложение основ новых принципов разработки удобно дать на следующих упрощенных моделях.

Весь объем некоей нефтяной залежи представим совокупностью высоко- и низкопроницаемых коллекторов. Естественно, что это понятия относительные. Так, высокопроницаемые коллектора данной залежи оказываются для другой всего лишь низкопроницаемыми.

Для большинства нефтяных месторождений страны процесс разработки схематично может быть пояснен рис. 1. Он говорит лишь о том, что в залежь нефти закачивается вода. Здесь вода затем выбирает наилучшие пути фильтрации. Поэтому она, в основном, вытесняет нефть из наиболее проницаемых разностей.

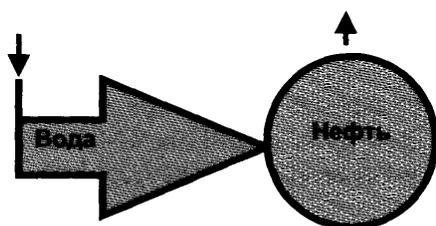


Рис. 1. Традиционный принцип добычи нефти за счет методов заводнения продуктивного пласта

Отсюда проблемы преждевременного обводнения скважин, значительных объемов попутно добываемой воды, снижения КИН, формирования трудноизвлекаемых запасов нефти и т.д.

Привлечение достижений научно-технического прогресса, в частности, недоиспользуемых возможностей техники и технологии бурения горизонтальных стволов, широкомасштабные математические эксперименты на ЭВМ позволили сформировать новые принципы и технологии разработки месторождений нефти (и газа).

Основополагающий принцип нового подхода схематично поясняется на рис. 2. Отсюда видно, что заводнению в первую очередь должны подвергаться низкопроницаемые коллектора. Вытесняемая нефть попадает в высокопроницаемые коллектора. В результате нефть из высокопроницаемых коллекторов будет вытесняться к добывающим скважинам не водой, а нефтью, притекшей из низкопроницаемых разностей.

Соответствующий основополагающий принцип разработки месторождений углеводородов нашёл отражение в [1] под четвёртым номером.



Рис. 2. Новый принцип разработки месторождения нефти с трудноизвлекаемыми запасами

Основополагающий принцип № 4

Наибольший КИН, наименьшие негативные последствия заводнения будут иметь место, если нефть из низкопроницаемых коллекторов вытесняется рабочим агентом в высокопроницаемые коллектора, а нефть из высокопроницаемых коллекторов вытесняется к добывающим скважинам нефтью, притекшей из низкопроницаемых зон.

Краткое же описание развиваемой методологии разработки заключается в следующем.

- Залежь нефти разбурируется вертикальными скважинами по редкой сетке с целью доизучения особенностей геологического строения продуктивного пласта, его коллекторских свойств и выявления низкопроницаемых зон в разрезе или на площади, в которых потенциально возможно формирование трудноизвлекаемых запасов нефти.

- Пробуренные скважины одновременно или по мере бурения и обустройства пускаются в эксплуатацию в качестве добывающих при упругом режиме фильтрации, т.е. в режиме истощения пластовой энергии.

- На основе анализа фактических данных эксплуатации скважин уточняются существующие и выявляются новые низкопроницаемые зоны пласта. Здесь и далее под низкопроницаемыми зонами понимаются участки пласта с крупномасштабной слоистой и/или зональной неоднородностью коллекторских свойств. Так, высоко продуктивные скважины указывают на их приуроченность к высокопроницаемым коллекторам и наоборот.

- По данным геолого-геофизического, кернового, гидродинамического исследования скважин и продуктивного пласта строится 3D геологическая модель залежи. На её основе и процедуры upscaling'a (масштабирования) создается 3D геолого-гидродинамическая модель продуктивного пласта. Эта модель подвергается процедуре адаптации к фактическим данным эксплуатации скважин.

- 3D геологическая модель в дальнейшем применяется для обоснования местоположения и трассировки стволов добывающих и нагнетательных скважин второго этапа разбуривания залежи. 3D геолого-гидродинамическая же модель используется для технологической и технико-экономической оценки исследуемых альтернативных сеток и типов скважин, систем разработки месторождения, темпов разбуривания и т.д.

- В качестве проектных добывающих скважин второго этапа разбуривания рассматриваются вертикальные и/или горизонтальные, и/или многоствольные скважины, и/или боковые горизонтальные стволы (БГС).

- Добывающие скважины преимущественно размещаются в зонах с высокопроницаемыми коллекторами.

- Нагнетательные скважины бурятся, в основном, на низкопроницаемые зоны продуктивного пласта. В результате удастся реализовать идею вытеснения нефти водой из низкопроницаемых зон и вытеснения нефти в высокопроницаемых зонах нефтью, притекающей из низкопроницаемых зон (см. рис. 2).

Отсюда становится понятно, что нет смысла в бурении и использовании вертикальных нагнетательных скважин. Ибо в таком случае процесс разработки затянется на весьма длительные и неприемлемые сроки вследствие низкой приемистости вертикальных нагнетательных скважин и из-за технологической неприменимости и нецелесообразности их, например, в слоисто-неоднородных продуктивных пластах.

Соответствующая идея формулируется в следующем виде.

Принцип № 5

Горизонтальные нагнетательные скважины, включая многоствольное заканчивание, являются наиболее действенным орудием активизации трудноизвлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых зонах.

- В качестве нагнетательных применяются горизонтальные и/или многоствольные скважины. Приемлемой альтернативой является использование в качестве нагнетательных скважин – вертикальных скважин, простимулированных гидроразрывом пласта.

- При этом выбор скважин для ГРП должен осуществляться с учетом естественной трещиноватости и/или напряженного состояния рассматриваемого массива горных пород, а также соответствующей геологической обстановки.

- Нетрудно видеть, что при таком подходе значимо активизируются потенциально трудноизвлекаемые запасы нефти. В результате:

- а) возрастает период безводной добычи нефти;

- б) сокращаются объемы попутно извлекаемой воды;

- в) увеличиваются коэффициент охвата, конечный коэффициент извлечения нефти, а значит – извлекаемые её запасы.

- Следовательно, введенный нами образный тезис – добыча нефти с помощью нагнетательных скважин – приобретает расширенное звучание. Для усиления его значимости целесообразна переоценка соотношения между добывающими и нагнетательными скважинами. Вместо традиционного соотношения $\gg 1$ в ряде случаев потребуется реализация соотношения ≤ 1 .

- В предлагаемые идеи хорошо вписывается проблема вывода скважин из бездействующего фонда. Так, низкодебитная простаивающая добывающая скважина является кандидатом для проведения в ней ГРП и перевода её в фонд нагнетательных скважин. Из неё альтернативно целесообразно забурить боковой нагнетательный горизонтальный ствол. Такие же рекомендации справедливы по отношению к низкодебитным высокообводненным скважинам.

В высокообводненных высокодебитных добывающих скважинах выгоднее всего осуществить зарезку БГС в близлежащую зону с низкопроницаемыми коллекторами для закачки туда воды. При отсутствии таковых в данной скважине следует забурить БГС на выше- или нижезалегающую зону пласта с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Заслуживает внимания зарезка БГС из аварийных скважин. С этой точки зрения ликвидация скважин должна рассматриваться в качестве ЧП. Однажды пробуренная скважина призвана служить россиянам до «последнего дыхания».

Результаты сказанного формулируются в следующем виде.

Принцип № 6

Бездействующие, обводнённые и аварийные скважины менее всего пригодны для ликвидации. Они, как правило, являются прекрасными кандидатами на активизацию трудноизвлекаемых запасов нефти.

- В случае если, например, зона с низкопроницаемыми коллекторами характеризуется значительными размерами, то вытеснить нефть водой из далекой периферии в зону с высокой проницаемостью, естественно, не удастся. Тогда все равно применение горизонтальных нагнетательных скважин (естественно, с горизонтальными добывающими скважинами или скважинами простимулированными ГРП) способствует увеличению коэффициента охвата и интенсификации извлечения нефти из низкопроницаемых зон. ГРП полезен и для нагнетательных скважин, при условии корректного учета геологических реалий.

- Практика разработки нефтяных месторождений страны располагает так называемой очаговой системой заводнения, которая, кроме интенсификации процесса поддержания пластового давления в отдельных зонах, нацеливается на усиление воздействия на слабо вырабатываемые коллектора. Однако она всегда базировалась на применении вертикальных нагнетательных скважин, в результате чего такая система заводнения не всегда оправдывала возлагаемые на неё ожидания.

- Очевидно, что реализация излагаемых подходов исключает формирование на месторождении геометрически правильных сеток размещения и добывающих, и нагнетательных скважин. Исходя из сказанного, нерегулярная сетка скважин будет в наибольшей мере учитывать реальную неоднородность коллекторских свойств, реальное геологическое строение продуктивного пласта.

- Одна из главных причин снижения среднего по стране КИН заключается в выборочной отработке запасов нефти. Хотя она и противоречит Закону о Недрах. Выборочная отработка запасов многогранна по своим истокам и проявлениям. В ряде случаев она трудно различима. Даже следование принципам №1 и 4 (не говоря о других) позволит минимизировать негативные последствия проблемы выборочной отработки.

- Основополагающий принцип разработки видоизменяется в случае нефтяных оторочек, водонефтяных зон, водоплавающих залежей нефти и др. Так, учет особенностей таких залежей и их трудноизвлекаемых запасов нефти привел к необходимости обоснования новых технологических режимов эксплуатации скважин.

В одноименной книге наряду с новыми принципами и технологиями приводится ряд примеров из практики разработки – со знаками плюс и минус. То есть, с точки зрения упущенных возможностей или ожидаемых положительных последствий от реализации предлагаемых идей. В подтверждение приведем пример связанный с проектным документом, рассматривавшимся на ЦКР Минэнерго РФ 25 февраля 2004 г. Речь идет об Ишимбаевском нефтяном месторождении и проекте его доработки.

Это месторождение – первенец Урало-Поволжья и имеет историю разработки более, чем в 70 лет (введено в разработку в 1932 г.). Данное месторождение приурочено к рифовому массиву. Ожидаемый КИН несколько превышает 30%. Этот КИН явился следствием разработки месторождения при преобладающем проявлении режима растворенного газа (с формированием искусственной газовой шапки). Проект доработки рассматривает возможность добычи 37 тыс. т остаточных извлекаемых запасов нефти.

К 80-м годам на месторождении расстояние между скважинами достигло 100 м, т.е. плотность сетки скважин была уникальной для Урало-Поволжья – 1 га/скв. Затем старый фонд скважин, вследствие физического износа, был ликвидирован и месторождение было разбурено по менее плотной сетке – около 4 га/скв. В отдельные годы разработки обводнение добываемой продукции доходило до 90%. Вследствие отключения высокообводненных скважин, снижения уровней добычи жидкости на сегодня обводненность добываемой продукции составляет около 20%.

Таковы итоги традиционного подхода к разработке рассматриваемого месторождения. Возможное применение развиваемых подходов к данному месторождению может вылиться в следующие действия и последствия.

- Прежде всего, необходимо поставить перед собой более ответственную задачу. Сегодня нет оснований мириться с КИН на уровне 30%, и соответственно на добыче 37 тыс. т извлекаемых запасов нефти. Нельзя забывать, что такие КИН и извлекаемые запасы нефти были утверждены в незапамятные времена. Поэтому они не должны абсолютизироваться.

- Ситуация на Ишимбаевском месторождении благоприятна в том отношении, что здесь и первый, и второй, и третий этапы разбуривания давно завершены. Поэтому, казалось бы, степень изученности месторождения является самой высокой в России.

Первоочередной является задача выявления высокопроводящих каналов и установление их пространственной трассировки. Это означает, что необходима 3D геологическая модель месторождения. Стимулов для создания такой модели при ориентации на 37 тыс. т остаточных извлекаемых запасов нефти, естественно, нет. Однако они велики, если поставлена задача дополнительного извлечения нескольких миллионов тонн нефти.

- Выявление высокопроводящих дрен означает пространственную идентификацию зон пласта с низкими коллекторскими свойствами. Именно они являются местами хранения остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти. В эти зоны необходимо организовать адресную закачку воды. Чтобы закачиваемой водой нефть вытеснять в высокопроводящие дренажные каналы. По этим каналам сактивизированная трудноизвлекаемая нефть будет поступать к забоям добывающих скважин. Важнейшим моментом является условие: нагнетательные скважины долж-

ны быть горизонтальными. Естественно, что слово «горизонтальный» здесь понимается не в буквальном, а расширенном смысле.

- Один из развиваемых авторами принципов состоит в необходимости усиления исследовательских работ на месторождениях и научного сопровождения за процессами разработки. Потребность в таком принципе с очевидностью вытекает из примера с Ишимбаевским месторождением. Здесь за более чем 70-летнюю историю нет ни одного определения на кернах коэффициентов вытеснения нефти водой и/или газом. Это случай достойный сожаления.

Представляется, что приводимый пример позволяет несколько нагляднее увидеть возможности, открываемые на путях следования развиваемым подходам.

Приведём пример возможного повышения эффективности разработки водонефтяных зон (ВНЗ). Известно, что к ВНЗ приурочены трудноизвлекаемые запасы на каждом месторождении.

Для упрощения исследований рассматривается элемент ВНЗ и его сеточная аппроксимация (см. рис. 3). Здесь темной окраской выделяется подошвенная вода.

В качестве базового варианта рассматривается система разработки на основе двух вертикальных скважин – добывающей и нагнетательной. Они располагаются в угловых точках заднего торца. В альтернативном варианте используют также две скважины. Однако и добывающая, и нагнетательная скважины характеризуются горизонтальными стволами так, как изображено на рис. 3.

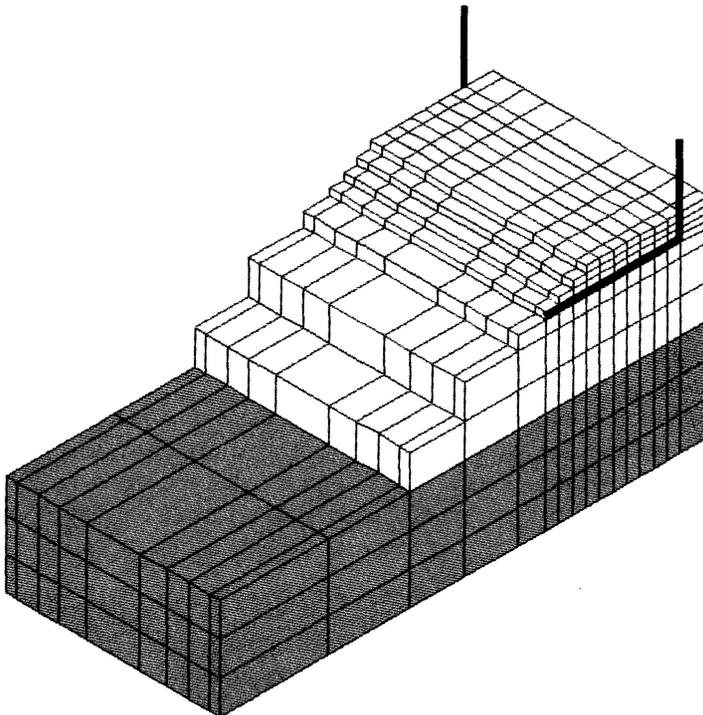


Рис. 3. Элемент пласта ВНЗ и его сеточная аппроксимация

В каждом из вариантов рассматриваются по три подварианта. Они отличаются степенью измельчения сеточных элементов, аппроксимирующих скважины. При этом измельченные сетки прослеживаются вплоть до водонефтяного контакта. Сопоставление расчетных вариантов дается в табл. 1. Отсюда напрашиваются следующие соображения.

Таблица 1

Показатели разработки для исследованных вариантов при разных значениях размеров скважино-ячейки

Тип скважины	Размер скважино-ячеек вдоль оси Y, м	Размер скважино-ячейки в плоскости XY, м	Дебит нефти на конец 1 года, м ³ /сут	Дебит нефти на конец 30 года, м ³ /сут	Накопленная добыча нефти, м ³	КИН, %
Гориз.	1	1×100	53,22	10,1	143373	28,0
Гориз.	10	10×100	63,20	8,92	156784	32,0
Гориз.	50	50×100	64,24	9,62	161371	33,0
Вертик.	1	1×1	14,56	3,60	32231	5,5
Вертик.	10	10×10	15,50	3,78	37151	6,0
Вертик.	50	50×50	20,12	4,58	43179	8,0

Горизонтальные нагнетательные скважины за расчетный период 30 лет обеспечивают кратное увеличение КИН по сравнению с вертикальными.

При исследовании 3D фильтрационных задач с локальными деформациями границы раздела (при разработке ВНЗ и нефтяных оторочек) важное значение имеет вопрос измельчения сеток. При этом измельчение сетки необходимо не только при аппроксимации стволов скважин, но и для адекватного учета воздействий точечных скважин на динамику обводнения и/или загазовывания добываемой продукции.

Нефтяные оторочки являются объектами с трудноизвлекаемыми запасами. Первоначальные оценки показывали, что, например, нефтяные оторочки месторождения Тролл в Северном море нерентабельно разрабатывать на основе вертикальных добывающих скважин.

Более поздние исследования Norsk Hydro показали, что добыча нефти из оторочек месторождения Тролл эффективна, если бурить горизонтальные добывающие скважины и эксплуатировать их в режиме безгазовых дебитов. Именно таким образом сегодня успешно разрабатываются нефтяные оторочки данного месторождения.

Наши исследования показали, что ситуацию можно заметно улучшить, если реализовать режим заводнения на основе горизонтальных нагнетательных скважин.

Результаты расчетов на секторной модели для одного из вариантов, при исходных данных месторождения Тролл, представлены на рис. 4.

Из рис. 4 видна значимость воздействия на трудноизвлекаемые запасы с помощью горизонтальных нагнетательных скважин. Это является следствием того, что рассматриваемое воздействие на фильтрационные процессы приводит к ощутимому увеличению безгазовых дебитов нефти.

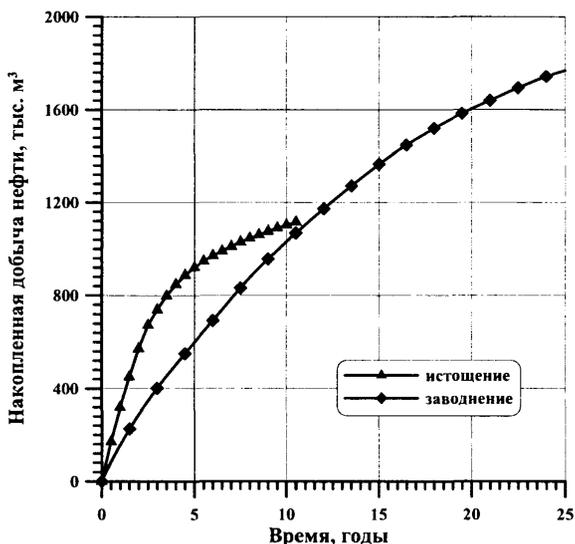


Рис. 4. Динамики накопленной добычи нефти при истощении и заводнении в вариантах 1 и 6

Любое месторождение находится в разработке несколько десятков лет. Разработка некоторого месторождения начинается при определенном состоянии техники, технологии добычи и методологии прогнозных расчетов. Поэтому на каком-то этапе возникает необходимость учета достижений научно-технического прогресса (НТП).

Но как это делать? Ведь на месторождении уже сложилась определенная система разработки и промысловая инфраструктура. Тем более, что представления прошлого века говорили о следующем. На любом месторождении имеют место четыре стадии разработки, которые неизбежно сменяют друг друга. Это приводит, с одной стороны, к тому, что динамика годовой добычи нефти характеризуется одногорбой зависимостью (см. рис. 5).

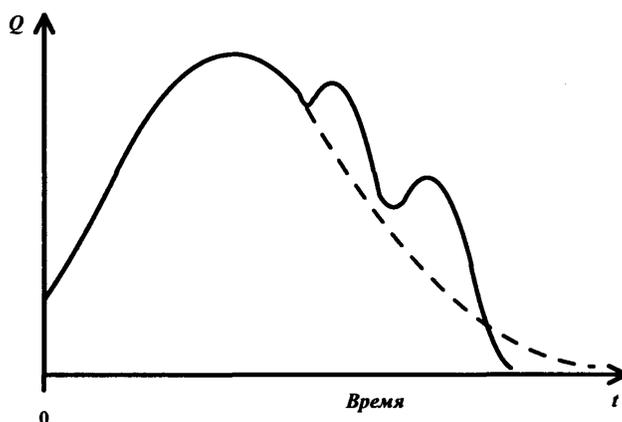


Рис. 5. Зависимость от времени годовых отборов нефти как мерило внедрения достижений научно-технического прогресса

С другой стороны, данное обстоятельство подпитывает чувство безысходности, предопределенности низких КИН, экономических показателей на зрелой стадии разработки месторождения. Приводимый ниже принцип позволяет отстраниться от такого синдрома.

Принцип № 62

Ушла в прошлое известная в XX веке зависимость от времени годовых отборов нефти с четырьмя этапами в «жизни» месторождения. Научно-техническая революция позволяет в XXI веке достигать двух- и трехгорбые зависимости годовых отборов нефти от времени. Наличие таких горбов, в свою очередь, является объективным критерием внедрения на рассматриваемом месторождении достижений НТП.

Приведенный принцип о многом говорит. Однако его эффективная реализация возможна, если взять на вооружение следующий принцип.

Принцип № 55

Целью проекта доработки является – переломить ситуацию с разработкой месторождения на наиболее эффективную с позиций достижений НТП.

При составлении проекта доработки нефтяного (газового) месторождения целесообразно

- *с позиций современного состояния изученности месторождения и достигнутого уровня НТП мысленно сконструировать наилучшую систему его разработки;*
- *разглядеть все несоответствия сформировавшейся системы разработки «идеальному» подходу к освоению ресурсов углеводородов;*
- *обосновать технологические решения по приближению к выстраданной наилучшей системе разработки.*

Литература

1. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М. Изд. Дом Грааль, 2004, 520 с.
2. *Абасов М.Т., Закиров С.Н.* О влиянии плотности сетки скважин на нефтеотдачу. Нефтяное хозяйство, №9, 2005.
3. *Васильев В.И., Закиров С.Н., Крылов В.А.* Особенности разработки водонефтяных зон при периодической эксплуатации горизонтальной скважины. Нефтяное хозяйство, №5, 2004.
4. *Закиров С.Н., Базив В.Ф.* Двухстадийное освоение месторождений нефти и газа. Нефтяное хозяйство, №6, 2004.
5. *Баганова М.Н., Закиров С.Н., Закиров И.С. и др.* Новые представления в теории разработки месторождений. Международный технологический симпозиум. Интенсификация добычи нефти и газа. Москва, 26–28 марта, 2003.
6. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Международный технологический симпозиум. Москва, 17–19 марта, 2004.
7. *Закиров С.Н., Индрунский И.М.* Интерпретация типа карбонатного коллектора по данным исследований скважин. Доклады РАН, т. 396, №6, 2004.
8. *Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Новый подход к исследованию скважин и пластов. Нефтяное хозяйство, №6, 2002.
9. *Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрунский И.М.* Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов. Газовая промышленность, №9, 2003.

10. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрунский И.М. Новое видение проблем 3D моделирования месторождений нефти и газа. Труды IV Международного технологического симпозиума. Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи. Москва 15–17 марта 2005 г.

УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОГО СЫРЬЯ («матричной нефти»)

*А.Н. Дмитриевский¹, Н.А. Скибицкая¹, О.П. Яковлева¹,
В.А. Кузьмин¹, Л.А. Зекель², А.А. Прибылов³*

¹ Институт проблем нефти и газа РАН;

² ФГУП «Институт горючих ископаемых»;

³ Институт физической химии и электрохимии
им. А.Н. Фрумкина РАН

В настоящей статье речь идет о ресурсном потенциале нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ), сформированных в рифогенных (биогермных) структурах, широко распространенных на территории РФ в Тимано-Печорской, Камско-Кинельской и Волго-Уральской провинциях и др. В последнее время к рифогенным продуктивным комплексам проявляется все больший научный и практический интерес не только как к ловушкам, вмещающим залежи нефти и газа, а также других полезных ископаемых, таких как фосфориты, руды цветных металлов и др., но и как к системам, самостоятельно генерирующим в геологическом времени комплексные ресурсы.

Научные результаты и выводы, полученные в ИПНГ РАН на основе анализа большого фактического материала изучения Оренбургского НГКМ (ОНГКМ), а именно образцов карбонатных пород и насыщающих их углеводородов и высокомолекулярных соединений, привели к существенным изменениям представлений о закономерностях формирования ресурсного потенциала подобных месторождений.

Изучаемое нами Оренбургское НГКМ находится, как известно, на этапе падающей добычи газа и конденсата, и в настоящее время добываемый «темный» конденсат содержит в своем составе большие концентрации высококипящих компонентов. Первоначально подсчитанный ресурсный потенциал месторождения постепенно исчерпывается. Не исключено, что в ближайшие 15–20 лет запасы газа будут истощены полностью.

Целью настоящей работы является изучение на примере ОНГКМ возможности увеличения ресурсного потенциала нефтегазоконденсатных месторождений, сформированных в рифогенных (биогермных) продуктивных постройках, за счет запасов нетрадиционного вида сырьевых ресурсов – высокомолекулярного сырья, или так называемой «матричной нефти».

В связи с этим весьма актуальными представляются задачи углубленного изучения изначальной генетической природы породообразующего вещества месторождения, а также генетической унаследованности его дальнейших эволюционных

преобразований в геологическом времени с формированием всего комплекса полезных ископаемых. Решение в настоящее время, хотя бы в первом приближении, этих многофакторных проблем представляется крайне необходимым, поскольку позволит оценить потенциальные объемы не только углеводородных, но и неуглеводородных компонентов (дополнительных сырьевых ресурсов) НГКМ.

Нами исследовались петрофизические, физико-химические и геохимические свойства образцов карбонатных пород из разных зон и разных стратиграфических горизонтов ОНГКМ, а также структура порового пространства пород и фазовое состояние карбонатного породообразующего вещества в растровом электронном микроскопе (РЭМ) высокого разрешения «LEO SUPRA 50 VP» с энергодисперсионным анализатором, с полевой эмиссионной пушкой и с разрешением менее 1 нм, а также в многофункциональном РЭМ «Quanta 200», позволяющим проводить трехмерный анализ микростроения пород на наноуровне.

Коротко о сегодняшних взглядах на проблему. Согласно классическим представлениям в геологии нефти и газа (Кузнецов В.Г., 1978; Багринцева К.И., 1999 и др.) высокая продуктивность погребенных органогенных построек определяется благоприятным сочетанием ряда факторов – наличием карбонатного, состоящего из кальцита (арагонита) CaCO_3 или доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, резервуара (ловушки) с высокими коллекторскими свойствами (большим пустотным пространством), часто возникающими уже в период формирования рифового комплекса, надежной покрывки и, наконец, высокобитуминозных отложений относительно глубоководных депрессионных фаций с высоким содержанием (до 7%) органического вещества, формирующихся преимущественно планктоном и являющихся генераторами углеводородов. Из депрессионных фаций углеводороды мигрируют и аккумулируются в пустотных объемах рифогенной (органогенной) постройки.

Нам представляется на основе полученных нами экспериментальных данных, литературных источников последних лет и некоторых теоретических выводов, что традиционный взгляд на залежь углеводородов в рифогенных карбонатных продуктивных толщах только как на ловушку, состоящую из карбоната Са и доломита и аккумулирующую углеводородное сырье, а также некоторые другие полезные ископаемые, чрезвычайно сужает и упрощает круг сложнейших проблем, связанных с образованием углеводородного и неуглеводородного сырья в карбонатных продуктивных толщах.

Накопленные фактические данные о необычных свойствах карбонатного породообразующего вещества месторождений углеводородов требуют иного взгляда, иного подхода к проблеме формирования ресурсного потенциала месторождений, сформированных в рифогенных продуктивных постройках, проблеме участия изначально созданного живым веществом породообразующего вещества месторождений в фазовых превращениях, физико-химических и химических преобразованиях.

Необходимо оставить в прошлом отношение к подобной залежи углеводородов как к емкости для газа, конденсата, нефти и воды, а рассматривать залежь как сложную метастабильную самоорганизующуюся систему, состоящую из суммы малых подсистем, в каждой из которых породообразующее вещество находится на определенной стадии своего эволюционного преобразования, имеет свои скорости фазовых превращений и реакций, свои пространственно-временные соотношения.

Результаты большого объема выполненных нами исследований, которые мы представим в настоящем сообщении очень коротко, привели нас еще в начале 90-х годов прошлого столетия к следующим выводам:

- карбонатное породообразующее вещество сложено не чистым карбонатом кальция, а имеет сложное минерально-органическое строение;
- в рифогенных (и биогермных) полифациальных постройках, представляющих собой с химической точки зрения карбонатный породообразующий минерально-органический полимер (МОП), изначально в процессе их роста и захоронения (в седиментогенезе и раннем диагенезе) формируется мощный комплексный нефтегазогенерационный и рудный потенциал в составе органической составляющей полимера;
- древние карбонатные продуктивные толщи в настоящее время обладают определенным остаточным нефтепроизводящим потенциалом, в различной степени реализованным, как по отдельным участкам залежи, в виде нефтяных оторочек или нефтяных очагов в газоконденсатной части, так и в целом по месторождению.

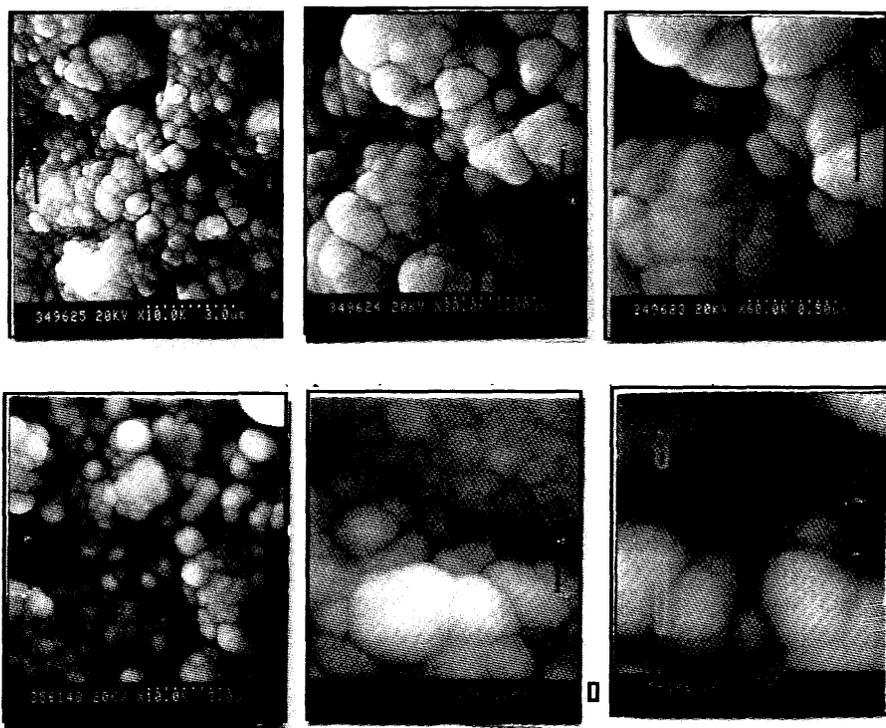


Рис. 1. Глобулярная и полимерная структура карбонатных зерен в образцах пород продуктивных отложений ОНГКМ.

А) P_1^{skm} ; $K_p = 7,55\%$; $Свмс^{(xb)} = 1,9\%$ (масс.); ГАЗ (асф. – 75%; смол – 15%; осмол. – 5%; масл. – 5%).

Б) P_1^{ap} ; $K_p = 16,9\%$; $Свмс^{(xb)} = 7,8\%$ (масс.); ГАЗ (асф. – 80%; смол – 15%; осмол. – 0%; масл. – 5%).

Увеличение 10, 30 и 60 тыс. раз, соответственно

Так, в результате изучения образцов пород в растровом электронном микроскопе (РЭМ) высокого разрешения, в том числе в РЭМ с энергодисперсионным анализатором элементного состава (более 1950 образцов) установлено (Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А. и др., 2002; 2003) следующее:

- карбонатное породообразующее вещество находится в отдельных зонах залежи в различных фазовых состояниях – от коллоидного до кристаллического, но во всех случаях на молекулярном уровне оно имеет глобулярную надмолекулярную структуру (рис. 1). Подобные глобулярные микроstructures характерны для органических полимеров (Каргин В.А., Слонимский Г.Л., 1967). Такие же глобулярные микроstructures были опубликованы Пеньковым В.Ф. (1989) (со ссылкой на работы Дубинчука В.Т.) для битумов. При этом автором была определена полимерная природа битумов;

- значительное превышение содержания углерода и кислорода, а также уменьшение содержания кальция в кристаллах породы, которые имеют кристаллографическую форму кальцита. Эти кристаллы содержат в основном Са, С и О, и их можно было бы принять за чистый карбонат кальция – CaCO_3 , в котором содержание углерода равно 12%. Однако в изучаемых образцах оно составляет 27–32%, содержание кислорода превышает теоретические 48% до 63,55%, а содержание кальция вместо теоретических 40% иногда составляет менее 9% (рис. 2, 3);

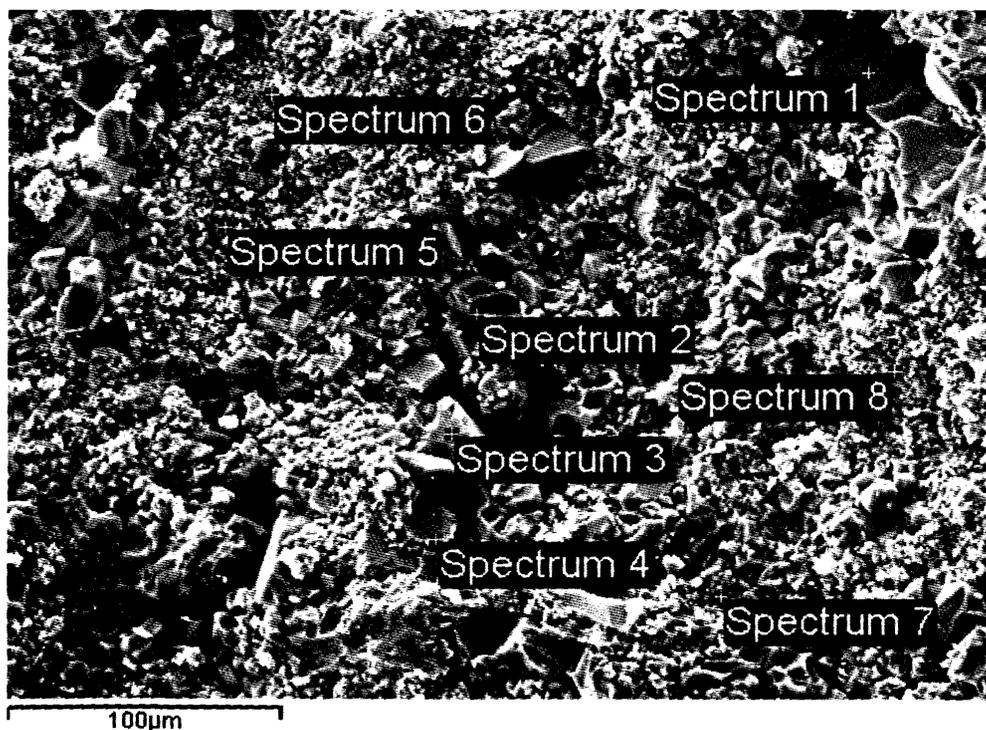


Рис. 2. Микростроение карбонатной минерально-органической матрицы образцов карбонатной породы и точки зондирования

**Результаты элементного анализа образцов карбонатной породы,
имеющих кристаллографическую форму кальцита**

Все результаты в атомных %

Спектр	C	O	Na	Mg	Si	Ca
Спектр 1	24,82	61,58	0,00	0,25	0,00	13,35
Спектр 2	26,6	63,55	0,00	0,21	0,00	9,64
Спектр 3	18,56	51,86	0,00	0,38	0,06	29,14
Спектр 4	27,62	62,33	0,00	0,04	0,03	9,97
Спектр 5	23,08	61,90	0,70	0,22	0,00	14,10
Спектр 6	27,97	63,47	0,00	0,12	0,00	8,44
Спектр 7	14,70	50,9	0,06	0,20	0,59	33,54
Среднее значение	23,34	59,37	0,11	0,20	0,10	16,88
Среднеквадратическое отклонение	5,00	5,51	0,26	0,11	0,22	10,16
Max.	27,97	63,55	0,70	0,38	0,59	33,54
Min	14,7	50,90	0,00	0,04	0,00	8,44

• наличие крупнопористых изолированных очагов (микрокаверн) в микрообъемах плотной, слабо измененной карбонатной матрицы, которые не могут быть связаны с процессами выщелачивания (рис. 4).

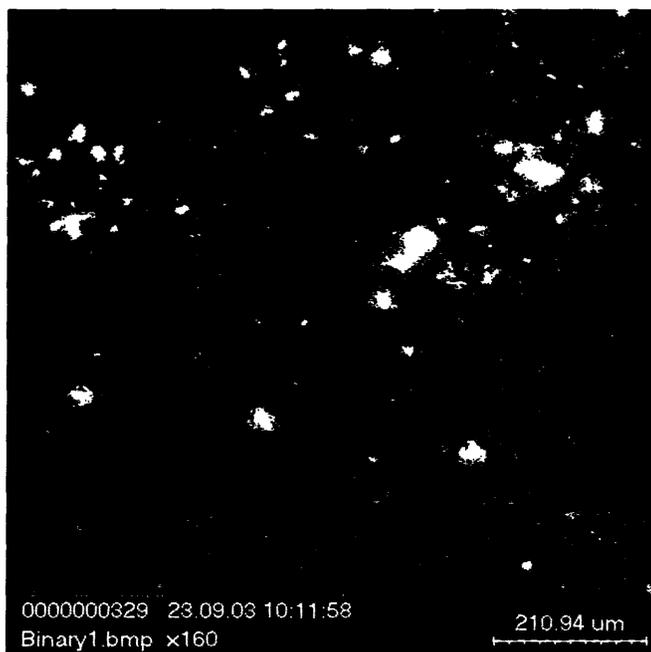


Рис. 4. Наличие пористых изолированных очагов (микрокаверн) в микрообъемах плотной, слабо измененной карбонатной матрицы); P₁art. Обр.К-3, скв. 10019, интервал отбора 1761,5–1761,9 м

Кп.о = 1,28%; Свмс = 0,58%; Кпр. абс. // = $0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Полученные нами данные свидетельствовали о необычном полимерном строении карбонатного породообразующего вещества, аналогичном строению органических полимеров, и, кроме того, содержащем больше углерода и кислорода, чем в карбонате кальция. Из этих данных напрашивается вывод, что это полимерное вещество содержит в своем составе не только карбонат кальция, но и некоторую органическую составляющую. Речь идет о том, что карбонатное породообразующее вещество, как представляется, изначально, начиная со стадии его формирования, имеет сложное многокомпонентное строение. Это не только карбонат кальция – CaCO_3 , это минерально-органический полимер (биогеополимер), состоящий из карбоната кальция (минеральной составляющей) и органической составляющей, которые связаны химически.

Вместе с тем, исследования образцов пород из различных зон ОНГКМ атомно-эмиссионным спектрографическим методом показали, что в некоторых зонах месторождения породы содержат аномально высокие (вплоть до средних промышленных концентраций и самородной формы) концентрации некоторых цветных и благородных металлов. В продуктивных пластах Оренбургского НГКМ концентрации металлов на тонну породы достигают: меди – 10 г/т, железа – 70 г/т, марганца – 10 г/т, никеля – 400 г/т, ванадия – 10 г/т, свинца – 10 г/т, цинка – 20 г/т, стронция – 10000 г (10 кг)/т, тантала – 10г/т, бора 200 г/т и др.

К геохимической аномалии можно отнести и экспериментально установленный факт накопления в карбонатных продуктивных толщах месторождения такого элемента как уран. Выявленные зоны повышенной металлоносности во многих случаях характеризуются присутствием твердого битуминозного вещества, к которому по данным радиографических исследований приурочены повышенные концентрации урана (в целом для изучаемых разрезов характерен уровень ураноносности порядка $0,8-1,5 \cdot 10^{-4}$ с увеличением до $3,0-6,0 \cdot 10^{-4}$ % масс.).

Эти факты могут быть объяснены тем обстоятельством, что роль живых организмов, в частности рифостроителей и обязательно сопутствующих им разнообразных микроорганизмов и бактериальных сообществ (как аэробных, так и анаэробных) в процессах формирования всего спектра полезных ископаемых в рифогенных комплексах гораздо существеннее, чем оценивается по существующим представлениям. Деятельность подобных живых организмов некоторые ученые рассматривают даже как мощную геологическую силу, которую можно объяснить высокой концентрационной функцией живого вещества – его способностью аккумулировать различные химические элементы из окружающей среды. У морских организмов эта функция является чрезвычайно развитой, поскольку у них самые высокие коэффициенты концентрирования или коэффициенты биологического накопления химических элементов относительно их содержания в морской воде. Этому свойству живого вещества значительное внимание уделено в концепции Вернадского В.И. (1994) о биосфере, а также в работах Виноградова А.П. (1935–1944) и других.

Приведенные выше экспериментальные данные и некоторые другие, о которых будет сказано дальше, дали нам основание полагать, что природный карбонатный породообразующий минерально-органический полимер, сформированный живым веществом рифового биоценоза, имеет весьма сложное строение. И в нем за счет накопления органической (элементоорганической) составляющей в

концентрированном виде в процессе роста и захоронения рифа был изначально заложен большой комплексный генерационный потенциал.

Возникают вопросы. Как формируется минерально-органический породообразующий полимер, составляющий основу рифогенной постройки? За счет каких процессов в нем может накапливаться органическая (элементоорганическая) составляющая в концентрированном виде?

Ответы на эти вопросы, более или менее правдоподобные, могут быть найдены, как представляется, только при обращении к условиям жизнедеятельности современных рифовых экосистем – условиям и механизмам их роста, процессам осадкообразования в этой системе и ее дальнейшего захоронения.

Решающая роль в формировании комплексного генерационного потенциала в первоначальном, исходном породообразующем карбонатном веществе принадлежит живому веществу в составе биоценоза рифовой полифациальной экосистемы. Жизнедеятельность системы обеспечивается, по-видимому, не только процессами фотосинтеза, который характерен для зооксантелл – водорослей, растущих в верхней части кораллового полипа и обеспечивающих его питание органическими соединениями, а также всеми присутствующими в морской воде органическими и неорганическими компонентами. Вполне возможна и подпитка рифовой экосистемы глубинными углеводородами любого генезиса. Только подобная подпитка, как представляется, по разуплотненным зонам, разломам или трещинам в основании, на котором начал формироваться рифовый комплекс, будь то погруженное вулканическое сооружение или ранее построенное рифовое сооружение (как, например, Карачаганакское НГКМ на основе предшествующего атоллового рифа), может обеспечить высокую биологическую продуктивность практически замкнуто функционирующей рифовой экосистемы.

Высокая биологическая продуктивность и известные концентрационные и каталитические свойства живого вещества, особенно характерные и отмеченные многими исследователями именно для морских организмов, в том числе всех многочисленных морских организмов, живущих в составе рифовой экосистемы, продукты их жизнедеятельности, а также продукты деструкции биополимеров, образующиеся после отмирания живого вещества, обуславливают формирование в седиментогенезе и раннем диагенезе во всем объеме рифогенного полифациального комплекса карбонатного, мозаично построенного, поликомпонентного породообразующего минерально-органического полимера с высоким комплексным генерационным потенциалом. Причем ведущая роль принадлежит органической составляющей в составе этого полимера.

В первую очередь речь может идти о строящемся теле (ядре) самого кораллового рифа, которое является скелетным, органогенным биоминеральным полимерным образованием. В соответствии с современными представлениями биологической (органической) минералогии и молекулярной биологии, которые стали возможными благодаря достижениям современной электронной микроскопии, помимо традиционных параметров – Т, Р и рН среды – в процессах зарождения и роста всех биоминеральных образований огромная роль отводится именно органическому веществу как основе, на которой идет формирование скелетного материала всех живых организмов. Механизм этого процесса в настоящее время недостаточно хорошо изучен. Однако многими учеными

признан тот факт, что на начальном этапе зарождения скелетного вещества идет формирование органической полимерной матрицы, состоящей из полисахаридов и белков, а уже затем строго упорядоченно на ней формируются кристаллы карбоната кальция. Очевидно, что это органическое вещество будет устойчиво химически связано в структуре полимера с карбонатом кальция и не будет легко вымываться водой.

Открытие процесса биоминерализации означает, что сформированное скелетное вещество, а именно матрица как рифогенных, так и других карбонатфиксирующих организмов, изначально состоит не из чистого карбоната кальция (и чисто минеральным образованием может быть воспринято только по ошибке), а обязательно содержит химически или физико-химически встроенное органическое (элементоорганическое) вещество (ОВ). Надо сказать, что количественное содержание ОВ и некоторых биогенных элементов и металлов в различных скелетных органогенных образованиях, в том числе в кораллах, экспериментально определено несколькими исследователями. Эти данные весьма широко варьируют от весьма незначительных количеств (от долей %) до десятков % и, по-видимому, требуют уточнения и дополнительных исследований. Так, согласно данным Голубева С.Н. (1989) в любом скелетном образовании в среднем около 20–30% сухой массы приходится на долю органического вещества, содержащего структурные фибриллярные белки (например, коллаген, эластин) и полисахариды (хитин- главный компонент стенок бактерий; гиалуриновая кислота, которая входит в состав соединительной ткани многих организмов), а также фосфолипиды и обнаруженные в последние годы низкомолекулярные белки. В работе Кораго А.А. (1992) отмечается, что в скелетных частях (спикулах) кораллов содержится до 5,9% масс. органического вещества. Минеральную часть скелетного вещества рифов составляет карбонат кальция, а именно, согласно данным многих исследователей, чаще всего арагонит.

Однако в любом случае следует признать, что в самих мощных каркасных телах как ископаемых, так и современных рифов, размеры которых могут достигать нескольких километров и даже тысяч километров, идет накопление концентрированного органического вещества и при этом закладывается не рассматриваемый и не учитываемый ранее генерационный потенциал, сосредоточенный в органической составляющей минерально-органического полимера МОП₁, которым, по сути дела, и является строящееся в процессе роста тело рифа (его скелетная часть).

Следует также признать, что само тело рифа максимально приспособлено для захоронения всей биомассы живущих в составе рифовой экосистемы сотен и тысяч живых существ, в том числе, как сейчас установлено и многочисленных микроорганизмов. Сгустки бактерий, согласно данным известного микробиолога Заварзина Г.А. (2001), составляют порядка трети весовой массы кораллового полипа. Согласно данным океанолога Сорокина Ю.И. (1977, 1978), детально изучавшего жизнедеятельность коралловых биоценозов, 70% органического углерода в экосистеме коралловых рифов проходит через бактериальную цепь. То есть, в составе скелетного полимерного минерально-органического вещества будет захоронена дополнительная отмершая биомасса с высоким содержанием липидных компонентов, составляющих основную массу мембран бактерий.

Далее, мы полагаем, что при погружении нижней части рифа в глубоководную часть морского шельфа образующиеся в его теле (ядре) в процессе роста пустотные

объемы будут заполняться мигрирующим из захороняющей риф глубоководной осадочной толщи гумусово-сапропелевым концентратом, цементироваться бактериями, интенсивно возвращенными на этом концентрате, и затем литифицироваться, формируя минерально-органический полимер определенного состава и строения (МОП₂).

Основная же масса сформированного в глубоководной, прилегающей к телу рифа, осадочной толще многокомпонентного гумусово-сапропелевого илового концентрата с высоким содержанием липидных дифильных компонентов при дальнейшей литификации создаст свой минерально-органический полимер с упорядоченной структурой минерально-органической матрицы (МОП₃) за счет самоорганизации липидных составляющих через липидные бислои в геобиохимические мембраны. При наличии лагуны и в ней будет также создан определенный минерально-органический полимер. Возможный механизм формирования этих полимеров за счет процессов самосборки (самоорганизации) дифильных липидных составляющих, которые составляют основную массу в составе илового концентрата, нами опубликован в работах (Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., в том числе с соавторами, 1996; 1997; 2000).

Вот так, по нашему мнению, если сказать весьма схематично, формируется генерационный потенциал, изначальная неоднородная структура рифогенного полифациального комплекса и, соответственно, химическая неоднородность составляющего его карбонатного породообразующего вещества – минерально-органического полимера МОП, равного сумме (МОП₁ + МОП₂ + МОП₃). Генерационный потенциал МОП реализуется в геологическом времени согласно определенным закономерностям, соответствующим эволюционным преобразованиям его наиболее реакционно-способной органической составляющей.

Веществом, составляющим литифицированный рифогенный полифациальный комплекс, как уже отмечалось, является неоднородный по своему составу и строению карбонатный породообразующий минерально-органический полимер. Этот природный полимер представляет собой метастабильную систему с высокой степенью самоорганизации, которая будет последовательно развиваться (эволюционировать) в геологическом времени в соответствии с неким ее собственным, сформированным в седиментогенезе, генетическим кодом со скоростью, определенной ее внутренним строением и внешними условиями. Породообразующее вещество залежей углеводородов (сложнейшее по своему составу и строению геологическое тело) – является промежуточным звеном в эволюционном ряду живое вещество – нефть.

Руководящая роль в дальнейших стадийных преобразованиях в геологическом времени отводится органической составляющей минерально-органической матрицы МОП, поскольку она является наиболее реакционно-способной частью полимера. В ходе последовательных сопряженных химических и физико-химических процессов преобразования (старения) «живущего» в геологическом времени МОП – процессов его термической, свободно-радикальной, радиационной и др. деструкции (деградации), возникновения напряжений в полимерной матрице и, соответственно, образования микродефектов и роста микротрещин (Эмануэль Н.М. и др., 1982) органическая составляющая полимерной структуры начнет постепенно распадаться на отдельные крупные кластеры, последние на некие надмолекулярные структуры, а затем и до сингенетических асфальтенов. Этот процесс будет сопровождаться сбросом низкомолекулярных углеводородов и других газовых компонентов. Наиболее высокомолекуляр-

ные матричные компоненты – асфальтены, обладают свойством сорбировать и растворять в себе по типу сшитых полимеров низкомолекулярные (газ и низкомолекулярные жидкие углеводороды) производные процесса преобразования органической части матрицы, являясь, по сути, для них физико-химической ловушкой. Они набухают при этом в углеводородах с увеличением объема в 2,5–3 раза и образуют истинный высокомолекулярный раствор, обеспечивая возможность прохождения высокоэнергетических процессов химических превращений в существующих пластовых условиях реальных давлений и температур. Асфальтены в результате постепенного очагового набухания в накопленных собственных углеводородах, а также под действием изменившихся термобарических условий (а, возможно, и притока низкомолекулярных углеводородов и водорода извне) начнут постепенно распадаться (восстанавливаться) с образованием смол (более низкомолекулярных соединений) и высокомолекулярных парафинов, в том числе разветвленных. Смолы в дальнейшем будут восстанавливаться до масел. В ходе всех сопряженных химических и фазовых превращений из этих промежуточных соединений будут образовываться углеводороды нефтяного ряда.

То есть, реализация нефтегазогенерационного потенциала МОП будет проходить через образование в качестве промежуточных последовательного ряда соединений: асфальтены → смолы → масла → углеводороды нефтяного ряда. Этот механизм, предложенный нами в работах (Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., в том числе с соавторами, 2002; 2003; 2004; 2006), представляется вполне правдоподобным, поскольку согласно литературным данным этот процесс легко проходит в условиях мягкого гидрогенолиза и свидетельствует о генетической связи между асфальтенами, смолами, маслами, углеводородами нефтяного ряда (Камьянов В.Ф. и др., 1983 и др.).

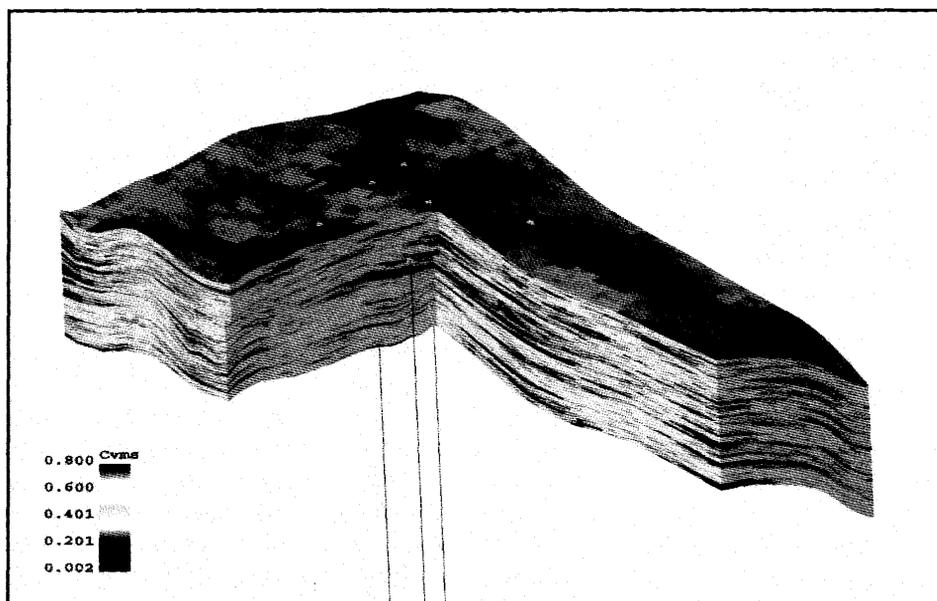


Рис. 5. Распределение концентраций ВМС ($C_{\text{ВМС}}$, % масс.) в объеме пород ОНГКМ (P₁ art, район скв. 2062)

Действительно, в результате геохимических исследований нами было выявлено, что в образцах карбонатных пород из различных зон и различных стратиграфических горизонтов ОНГКМ (2100 образцов) сконцентрированы не только нефтяные и газообразные углеводороды, но и сингенетичные залежи высокомолекулярные компоненты (асфальтены, смолы, парафины, масла). Они присутствуют в образцах в различных концентрациях от тысячных долей % до высоких концентраций, равных единицам (до 2,4% масс), что весьма интересно не только с теоретической, но и с практической точек зрения.

Эта природная сингенетичная смесь углеводородов, асфальтенов, смол, высокомолекулярных парафинов, масел, содержащая в своем составе в высоких концентрациях различные металлсодержащие органические комплексы, была названа нами высокомолекулярным сырьем (ВМС) – самостоятельным полезным ископаемым залежи, и ему в наших исследованиях было уделено особое внимание с точки зрения оценки ресурсного потенциала месторождения. На рис. 5 в качестве примера приведено распределение массовой концентрации ВМС в объеме пород (P1 art, район скважины 2062). Здесь концентрация ВМС варьирует от 0,8% до 0,002% масс. Компонентный состав ВМС во всех образцах крайне разнообразен от высокого содержания в них соединений асфальтенового типа до высокого содержания восстановленных соединений масляного типа.

Приведенные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что в результате эволюционных преобразований карбонатного минерально-органического породообразующего вещества месторождения формируется залежь углеводородов как самоорганизующаяся, метастабильная, поликомпонентная, последовательно реализующая свой комплексный, в том числе нефтегазогенерационный потенциал, пространственно-временная геологическая система, состоящая в объеме из множества подсистем, находящихся на различных стадиях эволюции составляющего их породообразующего вещества.

При определении концентраций и компонентного состава ВМС (ХБА) в образцах пород было получено, что увеличение концентрации ВМС от тысячных долей до единиц % (масс.) при близких значениях пористости в области ее низких значений ($K_p < 3,0$) сопровождается изменением компонентного состава ВМС от осмоленно-маслянистого, асфальтено-смолистого до преимущественно асфальтенового и формированием литогенетической разнонаправленной трещиноватости. В области же более высоких значений пористости (от $K_p = 3-6\%$ до $K_p = >6\%$) уменьшение концентрации ВМС сопровождается изменением его компонентного состава от смоло-асфальтенового до осмоленно-маслянистого и структуры порового пространства пород от субкапиллярнопоровой до крупнопоровой.

Мы полагаем, что ВМС является первичным продуктом катагенетических преобразований органической составляющей породообразующего МОП, точнее его минерально-органической матрицы. Поскольку эта смесь сингенетичных углеводородов и высокомолекулярных соединений – асфальтенов, смол, парафинов, масел, – рожденных *in situ*, параллельно с процессом газогенерации, генетически связана с минерально-органической матрицей, мы сочли возможным изменить название ВМС на «матричная нефть». Весь комплекс полученных экспериментальных данных позволяет полагать, что насыщающая матрицу поликомпонентная смесь углеводородов с высоким содержанием высокомолекулярных компонентов и металлов является «матричной» нефтью с еще не реализованным полностью или частично нефтеге-

нерационным потенциалом и в зависимости от этого изменяющих свои свойства от твердых и высоковязких, не растворимых в углеводородах, до растворимых в конденсате и представляющих собой углеводородный раствор со свойствами ньютоновской жидкости.

Входящие в состав «матричной нефти» асфальтены обладают наибольшим исходным нефтегенерационным потенциалом. Они состоят из фрагментов гетероциклических, алициклических и конденсированных (не менее 3-х ароматических) и нафтеновых углеводородов и имеют сложное графитоподобное строение в виде пачек параллельно расположенных плоских молекул (рис. 6). Асфальтены имеют большую молекулярную массу и обладают высокой сорбционной способностью. (Поконова Ю.В., 1980; Химия нефти и газа, 1995).

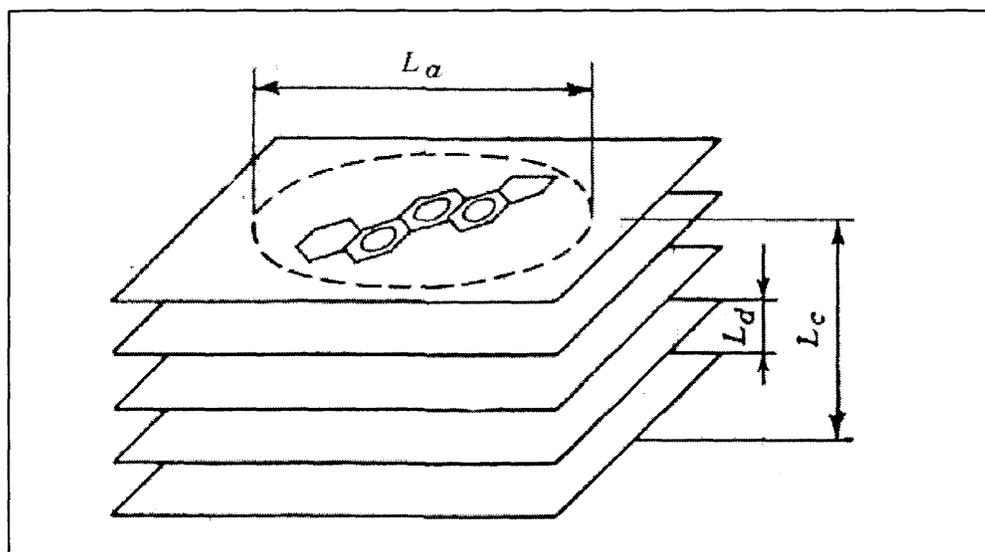


Рис. 6. Гипотетическое строение асфальтеновых частиц:

L_a – диаметр слоя (1,2–1,8 нм); L_c – толщина пачки (1,2–1,8 нм); L_d – расстояние между слоями (0,35–0,37 нм)

Гель-хроматографическим методом на приборе Bruker LC 21 установлено, что молекулярные массы (М.м.) сингенетичных асфальтенов и смол ОНГКМ в 2–3 раза превышают М.м. асфальтенов и смол, выделенных из нефтей. Например, для сингенетичных асфальтенов М.м. достигает 7000–8000 (средняя 6400) в отличие от асфальтенов нефтей с М.м. 1800–2500 по Поконовой Ю.В. (1980). Можно было полагать, что сингенетичные высокомолекулярные соединения с более высокой М.м. будут обладать и несколько отличными от нефтяных асфальтенов свойствами, например, повышенной сорбционной способностью.

С целью исследования сорбционных свойств сингенетичных высокомолекулярных компонентов из «матричной нефти» были выделены и накоплены в достаточном количестве все высокомолекулярные соединения и полученная смесь

была разделена на отдельные компоненты (Дмитриевский А.Н. и др., 2006). В результате исследований установлена уникальная сорбционная способность сингенетических асфальтенов, смол, парафинов и масел по отношению как к углеводородам газового ряда (метану, этану, пропану, бутану), так и к углеводородам конденсатного ряда. Так, поглощение метана асфальтенами достигало $130 \text{ м}^3/\text{т}$, пропана около $1000 \text{ м}^3/\text{т}$, а наибольшей поглощающей способностью асфальтены обладают по отношению к бутану – $1500 \text{ м}^3/\text{т}$. Выявленная сорбционная способность сравнима с сорбционной способностью известных угольных сорбентов и даже превосходит таковую, поскольку в условиях эксперимента не было установлено предельного насыщения (Дмитриевский А.Н. и др. 2006; 2007).

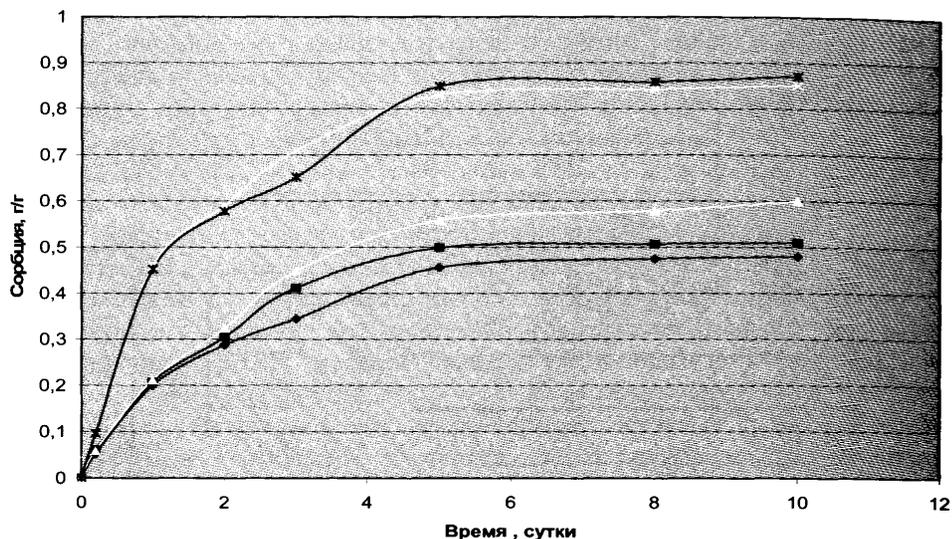


Рис. 7. Кинетика сорбции гептана смолами, выделенными из кернa скв. 1-ВМС ОНГКМ

В качестве примера на рис. 7 приведена кинетика сорбции паров гептана смолами, выделенными из кернa скважины 1-ВМС, специально пробуренной на ОНГКМ для проведения детальных исследований «матричной нефти» и ее компонентов. Как следует из данных, приведенных на рис. 7, спирто-бензолные смолы могут поглощать до 870 кг гептана на тонну смолы.

Чрезвычайно высокой сорбционной способностью по отношению к гептану обладают твердые парафины и масла, выделенные из кернa скважины 1-ВМС. Парафины могут поглощать до 2,5 т гептана на тонну парафинов, а масла поглощать (растворять) до 1,8 т гептана на тонну.

Уникальная по отношению к низкомолекулярным углеводородам сорбционная, растворяющая (поглощающая) способность сингенетических высокомолекулярных компонентов «матричной нефти» вполне может свидетельствовать о том, что в пластовых условиях фазовое состояние «матричной нефти» и вмещающей ее матрицы будет высокомолекулярным коллоидом (гелем).

Действительно, на ряде микрофотографий в РЭМ нами было обнаружено, что текстура ряда образцов карбонатных пород из некоторых зон месторождений имеет вид высохшей коллоидной корки, а на других снимках отчетливо видна коллоидно-кристаллическая структура карбонатных зерен, имеющих внутри разного порядка набухшие глобулярные образования (рис. 8). Эти экспериментальные данные показали нам чрезвычайно интересными, поскольку они свидетельствуют о том, что в некоторых зонах месторождений минерально-органическая матрица карбонатной породы находится в набувшем в углеводородах коллоидном состоянии. При поднятии на поверхность в результате сброса углеводородов она принимает вид высохшего коллоида.

Напомним, что карбонатное породобразующее вещество является минерально-органическим полимером, т.е. содержит в своем составе органическую составляющую. Из литературы известно, что свойство набухать в различных растворителях характерно для органических полимеров с различной степенью сшивки (Тагер А.А., 1978). Нами были проведены эксперименты по набуханию самой карбонатной породы, т.е. карбонатной минерально-органической матрицы в различных углеводородах (керосине, дизельном топливе). Действительно, выявленная первоначально в РЭМ полимерная природа карбонатного породобразующего вещества была подтверждена его способностью набухать вплоть до частичного (до 50% от объема) растворения в углеводородах с увеличением объема образца до 5–10 раз (рис. 9). Тем самым еще раз была подтверждена возможность перехода карбонатного породобразующего вещества (его минерально-органической матрицы) в условиях залежи в высокомолекулярное коллоидное состояние.

Таким образом, на основе анализа большого фактического материала изучения Оренбургского НГКМ, а именно образцов карбонатных пород (керна) и насыщающих их углеводородов и высокомолекулярных соединений, а также некоторых теоретических построений можно утверждать, что органическая составляющая минерально-органической полимерной матрицы карбонатного породобразующего вещества в геологическом времени прошла ряд катагенетических превращений (стадия протокатагенеза, начальные стадии мезокатагенеза МК₁). Очень важным является то обстоятельство, что исходное нефтегазопроизводящее вещество, обладающее высоким генерационным потенциалом, как в процессе своего формирова-

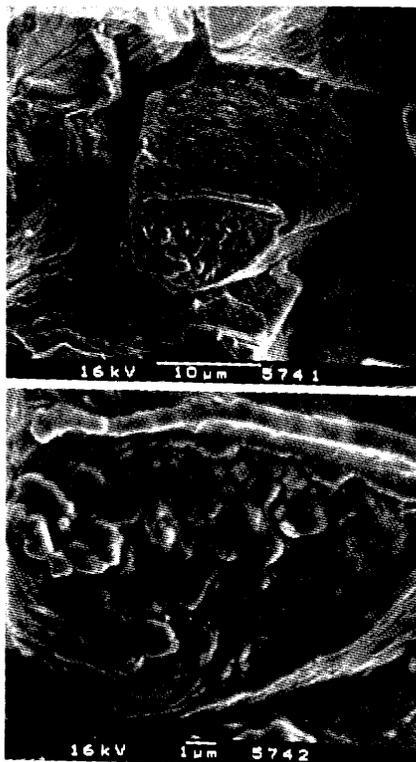
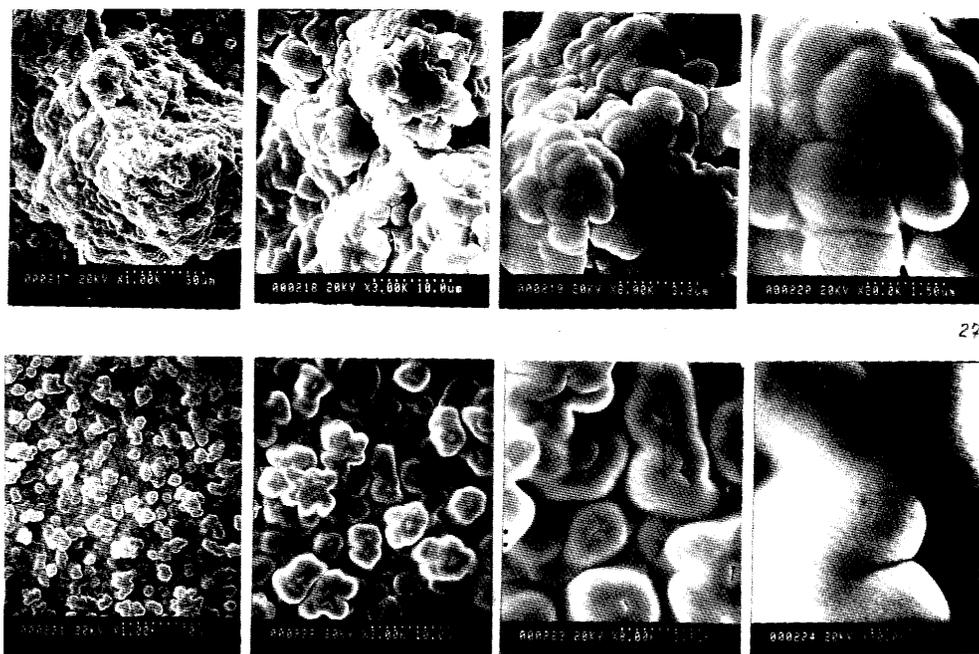


Рис. 8. Коллоидно-кристаллическая структура карбонатных зерен в образце известняка. ОНГКМ. P₁ art.

ния (самоорганизации до асфальтенов), так и в процессе своих дальнейших эволюционных преобразований (восстановления, дегградации, деструкции) до конечных углеводородов нефтяного ряда проходит через некоторые последовательные, промежуточные, «полуфабрикатные» состояния. Это могут быть сформированные на наноуровне в процессах самоорганизации молекул исходных веществ природные высокомолекулярные (олигомерные, полимерные) нанокластеры – природные объекты бурно развивающейся сегодня супрамолекулярной химии. Представляется вполне возможным рассматривать в качестве таковых всегда присутствующие во всех частях газоконденсатных и газоконденсатонефтяных месторождений, в том числе в их газовой части, как нами установлено экспериментально, сингенетичные ВМС – асфальтены, смолы, парафины, масла. Они образуются на стадиях седиментогенеза и раннего диагенеза как первичные продукты самоорганизации исходных молекулярных и надмолекулярных образований (нанокластеров) во всех фациях рифовой постройки в процессах упорядочения структуры и формирования матрицы исходного породобразующего минерально-органического вещества, являющегося, по сути, природным нанобиокомпозитом, – сложным минерально-органическим полимером. Вместе с тем, эти высокомолекулярные соединения, в несколько преобразованном по сравнению с начальным их составом и строением виде, являются первичными продуктами, образующимися наряду с углеводородами газового и конденсатного ряда в ходе дальнейших эволюционных преобразований исходного МОП, формируя состав «матричной нефти».



27

Рис. 9. Набухание образцов карбонатных пород в дизельном топливе (увеличение объема в 5,5 раз). ОНГКМ. P_1^{skm} Увеличения от 1 тыс. до 30 тыс. раз

Произведенные *in situ* самим исходным МОП, точнее, наиболее активной и реакционно-способной органической составляющей его минерально-органической матрицы, низкомолекулярные углеводороды (газ и конденсат) и ВМС, генетически с ней связанные, будут накапливаться в своей изначально кристаллической, но уже частично преобразованной и коллоидизированной матрице. Эта накопленная в матрице сингенетичная смесь углеводородных (нефтяного ряда) и высокомолекулярных компонентов является наряду с газом и конденсатом *первичным* продуктом ее эволюционных превращений на этапе протокатагенеза и начальных стадий мезокатагенеза (МК₁) и представляет собой «матричную» нефть. Ее следует рассматривать как непреходящую принадлежность и как ранее не учитываемую составляющую (дополнительный ресурс) ресурсного потенциала матричного породобразующего вещества нефтегазоконденсатных месторождений, сложенных карбонатными продуктивными толщами, на определенной (первичной) стадии его формирования и преобразования как во времени, так и при изменении термодинамических условий.

Следует, однако, заметить, что эти дополнительные ресурсы «матричной нефти» относятся к трудноизвлекаемым запасам месторождений. Трудность их добычи обусловлена фазовым состоянием «матричной нефти» в залежи. В пластовых условиях она будет представлять собой высокомолекулярный коллоид, образовавшийся в результате набухания в первую очередь наиболее тяжелых смоло-асфальтеновых компонентов минерально-органической полимерной матрицы в углеводородах. Подобное состояние «матричной нефти» связано с высокой сорбционной и растворяющей способностью присутствующих в ней сингенетичных асфальтенов, смол, парафинов и масел. Эти свойства ВМС будут способствовать длительному удержанию «матричной нефти», в том числе растворенных в ней низкомолекулярных углеводородов (газа и конденсата), в породобразующей матрице в местах их образования.

Таким образом, в результате комплексных исследований установлена, экспериментально и теоретически обоснована биогеохимическая закономерность образования в породобразующей матрице газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений «матричной нефти» с высоким содержанием ВМС – первичного продукта эволюционного преобразования в геологическом времени органической (элементоорганической) составляющей минерально-органической матрицы породобразующего вещества месторождений. «Матричная нефть» является ранее не учитываемым при традиционных подсчетах запасов самостоятельным полезным ископаемым залежи, самостоятельным сырьем, формирующим геологические запасы и перспективные ресурсы месторождений, в зависимости от степени преобразованности изначально сформированного породобразующего вещества до осмоленных, маслянистых компонентов и углеводородов нефтяного ряда.

На основе разработанной оригинальной методики подсчета запасов для ОНГКМ подсчитаны и представлены в ГКЗ на утверждение в нефтяном эквиваленте запасы «матричной нефти» – запасы ВМС, в том числе его масляных компонентов. ГКЗ МПР рекомендованы к утверждению в нефтяном эквиваленте запасы масел в поровых коллекторах по категории С₂ и остальные объемы ВМС в качестве перспективных ресурсов.

Разработка технологий добычи вместе с газом и конденсатом «матричной нефти» – самостоятельного полезного ископаемого газоконденсатных и нефтега-

законденсатных месторождений, и, в первую очередь, находящихся на стадиях падающей добычи, позволит продлить срок «жизни» этих месторождений, а также связанных с ними и созданных на их основе производств и инфраструктур.

Литература

1. *Багринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа // М.: 1999. 285 с.
2. *Вернадский В.И.* Живое вещество и биосфера // М.: Наука. 1994. 672 с.
3. *Виноградов А.П.* Химический элементарный состав организмов моря. Ч. 1, 2, 3 // Труды Биогеохим. лаб. 1935. Т. 3, с. 64–278; 1937. Т. 4, с. 5–225; 1944. Т. 6, с. 5–173.
4. *Голубев С.Н.* Живые кристаллы. // Природа. 1989. №3, с. 13–21.
5. *Дмитриевский А.Н., Прибылов А.А., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А., Кубышкин А.П., Шпирт М.Я.* Сорбция бутана, пропана, этана, метана и диоксида углерода на асфальтене // Журнал физической химии, 2006, т. 80, №7, с. 1250–1256.
6. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А., Краснобаева Н.В., Кубышкин А.П., Прибылов А.А., Шпирт М.Я.* Высокомолекулярные компоненты органоминеральной матрицы газоконденсатных месторождений // Химия твердого топлива, 2006, №2, с. 47–59.
7. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Вульфсон А.Н., Зекель Л.А., Прибылов А.А.* Сорбция метана и этана в высокотемпературных смолах при сверхкритических температурах в области закона Генри // Журн. физ. хим., 2007, т. 81, №5, с. 1–7.
8. *Заварзин Г.А., Колотилова Н.Н.* Введение в природоведческую микробиологию. М.: Университет. Книжный дом. 2001. 255 с.
9. *Камьянов В.Ф., Аксенов В.С., Титов В.И.* Гетероатомные компоненты нефтей // Наука, СО. Новосибирск, 1983. 237 с.
10. *Каргин В.А., Слонимский Г.Л.* Краткие очерки по физико-химии полимеров // М.: Химия. 1967.
11. *Кораго А.А.* Введение в биоминералогия. СПб. Недра. 1992. 280 с.
12. *Кузнецов В.Г.* Органогенные постройки и полезные ископаемые // В кн. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. Глава VIII // М.: Наука, 1975, с. 166.
13. *Кузнецов В.Г.* Геология рифов и их нефтегазоносность // М.: Недра, 1978. 304 с.
14. *Кузнецов В.Г.* Эволюция карбонатакопления в истории Земли // М.: ГЕОС. 2003, с. 128.
15. *Пеньков В.Ф.* Уран и углеводороды // М.: Недра, 1989. 144 с.
16. *Поконова Ю.В.* Химия высокомолекулярных соединений. // Изд-во Ленинградского университета. Ленинград. 1980, с. 39.
17. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Яковлева О.П., Соколов В.Н.* Изучение фазового состояния породообразующей карбонатной матрицы методом РЭМ // Тезисы докладов XIX Росс. конф. по электронной микроскопии. ЭМ' 2002. Черноголовка, 2002, с. 159.
18. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Соколов В.Н.* Микростроение и фазовое состояние карбонатной матрицы на различных этапах нефтегазогенерации // Тезисы докладов XIII Росс. симп. по растровой микроскопии и аналитическим методам исследования твердых тел. РЭМ' 2003. Черноголовка: Богородский печатник, 2003, с. 156.
19. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Григорьев Г.А., Доманова Е.Г., Ингерова Т.В., Кузьмин В.А.* Новые представления о породообразующем карбонатном веществе (геобиополимере) залежей углеводородов // Труды Всероссийской конференции «Фундаментальные проблемы нефти и газа». М., 1996. Т. 4, с. 48–63.
20. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Григорьев Г.А., Доманова Е.Г., Ингерова Т.В., Кузьмин В.А.* Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов // Геология нефти и газа. 1997. №12, с. 13–19.

21. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. Эволюция карбонатного вещества месторождений углеводородов // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: Наука. 2000. С. 142–147.
22. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А., Доманова Е.Г., Шарова Н.А., Барамзина В.А., Штин О.Е. Фазовые преобразования породообразующего вещества месторождений углеводородов и их связь с процессами нефтегазогенерации // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Сб. статей. Выпуск 2. М.: ГЕОС. 2002. С. 143–151.
23. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Доманова Е.Г., Кузьмин В.А., Шарова Н.А., Барамзина В.А. Концепция формирования залежи высокомолекулярного сырья // Материалы Международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20–24 мая 2002 г., Москва. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002, с. 429–430.
24. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. Гипотетическая модель нефтегазообразования в карбонатных толщах // Сб. «Генезис нефти и газа». М., ГЕОС. 2003, с. 312–314.
25. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. Формирование нефтегазоконденсатных месторождений в ходе эволюционных преобразований карбонатного породообразующего минерально-органического полимера // Сб. материалов V Конгресса нефтегазопромышленников России. Секция В. «Современные представления о формировании и переформировании залежей углеводородов». Казань. 2004. ЗАО «Новое знание», с. 74–75.
26. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. Генетическая модель формирования ресурсного потенциала рифогенных продуктивных построек // Волгоград. ООО «Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть». 2006, с. 51–52.
27. Сорокин Ю.И. Сообщества коралловых рифов.// Океанология. Биология океана. Т. 2. Биологическая продуктивность океана. М.: Наука, 1977.
28. Сорокин Ю.И. Экосистема коралловых рифов // Вест. АН СССР. 1978. №11. С. 23–25.
29. Тагер А.А. Физико-химия полимеров. М.: Химия. 1978.
30. Химия нефти и газа. Спб.: Химия. 1995.
31. Эмануэль Н.М., Бучаченко А.Л. Химическая физика старения и стабилизации полимеров. М.: Наука. 1982. 359 с.

ФРАКЦИОНАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ И СИНЕРГЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.А. Черных

Институт проблем нефти и газа РАН
vict@gazsvyaz.ru

Фундаментом учения о разработке нефтяных и газовых месторождений является классическая теория фильтрации, которая, как и всякая научная теория, может быть верна только в той области, где имеют силу основные допущения, на которых она основана. В основе классической теории фильтрации лежат математические модели механики сплошной среды, в соответствии с которыми вместо реальной горной породы рассматривается сплошная среда с некоторыми осреднёнными по объёму свойствами. Такой подход правомерен для однородных пород. В реальной же породе неоднородность проявляется на всех масштабных уровнях. Порода характеризуется наличием иерархической системы трещин, блоков и различного вида неоднородностей. В связи с этим можно предположить, что областью применимости классической теории является фильтрация

нефти и газа в сравнительно однородных, средне и высоко проницаемых породах. В остальных случаях эта теория должна быть существенным образом модифицирована. Для иллюстрации этого тезиса рассмотрим стационарный приток нефти к одиночной вертикальной скважине. Коэффициент продуктивности такой скважины определяется по формуле:

$$i_{i\partial,1} = \frac{Q}{p_e - \delta_{\bar{n}}} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln(r_k / r_c)},$$

где Q – объёмный дебит нефти, p_k, p_c – давление на контуре питания (дренирования) и стенке скважины, k – проницаемость, h – толщина пласта, μ – динамическая вязкость пластового флюида, r_k, r_c – радиус контура питания (дренирования) и ствола скважины.

Если на месторождении вместо одной пробурить « n » скважин, то радиус дренирования каждой из них будет в « \sqrt{n} » раз меньше и коэффициент продуктивности будет равен

$$i_{i\partial,n} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln(r_k / \sqrt{n} r_c)} = \frac{2\pi kh}{\mu [\ln(r_k / r_c) - \ln \sqrt{n}]}, \text{ поэтому } \frac{i_{i\partial,n}}{i_{i\partial,1}} = \frac{\ln(r_k / r_c)}{\ln(r_k / r_c) - \ln \sqrt{n}}.$$

Из полученного соотношения следует, что с увеличением числа скважин коэффициент продуктивности отдельной скважины должен увеличиваться, что противоречит промысловой практике. Приведенные выше формулы получены при строгом соблюдении всех уравнений классической теории фильтрации и граничных условий задачи, следовательно, причину рассогласования полученных результатов с промысловой практикой нужно искать в самих основах этой теории.

Ещё более убедительным примером может служить разработка месторождения с применением горизонтальных скважин. Рассмотрим случай, когда скважина полностью проходит через полосообразный продуктивный пласт. Для расчёта коэффициента продуктивности такой скважины обычно используется формула, полученная на основе точных решений уравнений классической теории фильтрации при $r_k \gg h$

$$i_{i\partial,1} = \frac{2\pi kl / \mu}{\pi r'_k - \ln(2\pi r'_c)}, \text{ где } l - \text{длина горизонтального ствола, } r'_k = r_k / h, \\ r'_c = r_c / h.$$

Соответственно для « n » скважин имеем

$$i_{i\partial,i} = \frac{2\pi kl / \mu}{(\pi r'_k / n) - \ln(2\pi r'_c)}, \quad \frac{i_{i\partial,i}}{i_{i\partial,1}} = \frac{\pi r'_k - \ln(2\pi r'_c)}{(\pi r'_k / n) - \ln(2\pi r'_c)}.$$

Рассмотрим типичный пример: $r_k = 10$ км, $h = 10$ м, $r_c = 10$ см, т.е. $r'_k = 1000$, $r'_c = 0,01$. С учётом этих данных получаем

$$\frac{i_{i\partial,i}}{i_{i\partial,1}} = \frac{3141,5 - \ln 0,063}{(3141,5 / n) - \ln 0,063} = \frac{3141,5 + 2,75}{(3141,5 / n) + 2,75} \approx n.$$

Таким образом, в соответствии с формулами классической теории фильтрации увеличение числа горизонтальных стволов в « n » раз должно приводить к

увеличению коэффициента продуктивности отдельной скважины тоже в «n»раз. Как показывает практика, это невозможно.

Представленные выше соображения явились стимулом поиска новых математических моделей фильтрации, некоторые из которых представлены ниже.

Потенциально-вихревая модель фильтрации

В основе классической теории фильтрации лежат эксперименты Дарси, которые позволили установить линейную зависимость между скоростью фильтрации и перепадом давления, а также разработанная Н.Е. Жуковским математическая модель фильтрации. В этой модели принято, что поле скоростей имеет потенциал, т.е. скорость фильтрации равна производной от некоторой потенциальной функции.

Из опытов Дарси следует, что $V_x = -(k/\mu)(\Delta p/L)$, V_x – скорость фильтрации по оси образца, L – длина образца, Δp – перепад давления на образце. Нетрудно видеть, что в этом случае потенциальная функция равна $(-kp/\mu)$. В дальнейшем эта формула была формально обобщена на случай трёхмерной фильтрации: $\vec{V} = -(k/\mu)gradp$. Как показано на рисунке 1, движение флюида в опытах Дарси было прямолинейным, поступательным и, следовательно, функция $(-kp/\mu)$ является потенциальной именно для такого движения флюида.

В реальной породе, как показано на рисунке 2, имеет место как поступательное, так и вращательное движение флюида, что связано с неоднородностью породы. Это верно для любых механических систем. Действительно, согласно теореме Шалля всякое перемещение свободного тела из одного положения в другое может быть получено с помощью одного поступательного и одного вращательного движения.[1]. В соответствии с этим закон фильтрации однофазного флюида в неоднородной породе можно представить в виде [2, 3]

$$\vec{V} = -(k/\mu)gradp + rot\vec{F}(p), \quad (1)$$

где $\vec{F}(p)$ – некоторая векторная функция, зависящая от давления флюида.

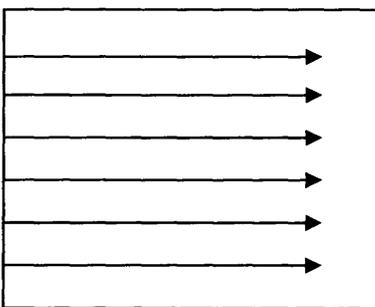


Рис. 1. Схема движения флюида в опыте Дарси

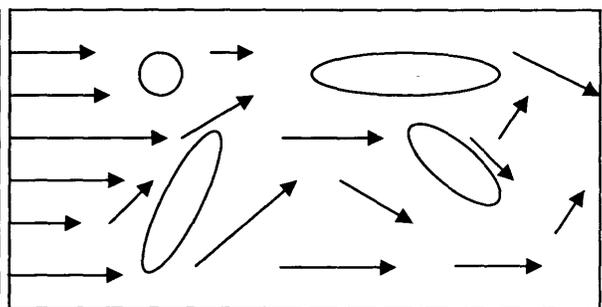


Рис. 2. Схема движения флюида в неоднородной породе

Влиянием этой функции можно объяснить во многих случаях нарушение закона Дарси. Конкретный вид этой функции будет получен ниже.

Выразим для этого скорость в окрестности произвольной точки $M_1(x_1, y_1, z_1)$ через скорости поступательного, деформационного и вращательного движений в точке $M(x, y, z)$

$$\begin{aligned} V_{x1} &= V_x + \varepsilon_{xx}\Delta x + \varepsilon_{xy}\Delta y + \varepsilon_{xz}\Delta z + \omega_y\Delta z - \omega_z\Delta y, \\ V_{y1} &= V_y + \varepsilon_{yy}\Delta y + \varepsilon_{yz}\Delta z + \varepsilon_{yx}\Delta x + \omega_z\Delta x - \omega_x\Delta z, \\ V_{z1} &= V_z + \varepsilon_{zz}\Delta z + \varepsilon_{zx}\Delta x + \varepsilon_{zy}\Delta y + \omega_x\Delta y - \omega_y\Delta x, \end{aligned} \quad (2)$$

где $V_x = dx/dt$, $V_y = dy/dt$, $V_z = dz/dt$, V_x, V_y, V_z – компоненты вектора скорости в точке М,

$$\varepsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial V_x}{\partial y} + \frac{\partial V_y}{\partial x} \right), \quad \varepsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial V_y}{\partial z} + \frac{\partial V_z}{\partial y} \right), \quad \varepsilon_{zx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial V_z}{\partial x} + \frac{\partial V_x}{\partial z} \right), \quad (3)$$

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial V_x}{\partial x}, \quad \varepsilon_{yy} = \frac{\partial V_y}{\partial y}, \quad \varepsilon_{zz} = \frac{\partial V_z}{\partial z}, \quad \varepsilon_{ij} = \varepsilon_{ji} \quad (i, j = x, y, z). \quad (4)$$

$$\omega_z = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial V_y}{\partial x} - \frac{\partial V_x}{\partial y} \right), \quad \omega_x = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial V_z}{\partial y} - \frac{\partial V_y}{\partial z} \right), \quad \omega_y = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial V_x}{\partial z} - \frac{\partial V_z}{\partial x} \right). \quad (5)$$

Первые слагаемые в правых частях уравнений (2) представляют собой скорости поступательного движения, вторые – скорости линейной деформации, третьи и четвёртые – скорости угловой деформации, пятые и шестые – скорости вихревого (вращательного) движения. Из уравнений (3–5) следует

$$\begin{aligned} \varepsilon_{xy} + \omega_z &= (\partial V_y / \partial x), \quad \varepsilon_{yz} + \omega_x = (\partial V_z / \partial y), \quad \varepsilon_{xy} - \omega_z = (\partial V_x / \partial y), \\ \varepsilon_{yz} - \omega_x &= (\partial V_y / \partial z), \quad \varepsilon_{zx} - \omega_y = (\partial V_z / \partial x). \end{aligned} \quad (6)$$

Рассмотрим теперь изменение скорости фильтрации флюида вдоль оси «х» на отрезке Δx . Осредняя в уравнениях (6) компоненты скорости фильтрации V_y, V_z по «х», получаем, что $\varepsilon_{xy} \approx -\omega_z$ и $\varepsilon_{zx} \approx \omega_y$. С учётом этих соотношений первое из уравнений (2) принимает вид $V_{x1} = V_x + \varepsilon_{xx} + 2(\omega_y\Delta z - \omega_z\Delta y)$. Для несжимаемой жидкости $\varepsilon_{xx} = 0$.

Т.о. движение на отрезке Δx можно представить как сумму поступательного движения в исходной точке и вращательного движения на этом отрезке. Поскольку поступательное движение подчиняется закону Дарси, то

$$V_{x1} = -(k/\mu)(\partial p / \partial x) + 2(\omega_y \cdot \Delta z - \omega_z \cdot \Delta y). \quad (7)$$

Следовательно, в произвольной точке имеем

$$V_x = -(k/\mu)(\partial p / \partial x) + 2(\omega_y \cdot \Delta z - \omega_z \cdot \Delta y). \quad (8)$$

Аналогично получаем

$$\begin{aligned} V_y &= -(k/\mu)(\partial p / \partial y) + 2(\omega_z \cdot \Delta x - \omega_x \cdot \Delta z), \\ V_z &= -(k/\mu)(\partial p / \partial z) + 2(\omega_x \cdot \Delta y - \omega_y \cdot \Delta x). \end{aligned} \quad (9)$$

Аналогично закону Дарси для поступательного движения запишем закон фильтрации для вращательного (вихревого) движения

$$\bar{\omega} = -C \cdot \text{rot} \bar{F}, \quad (C = \text{const}) \quad (10)$$

где $\vec{F} = p \cdot \vec{i} + p \cdot \vec{j} + p \cdot \vec{k}$, $\vec{i}, \vec{j}, \vec{k}$ – единичные векторы осей x, y, z ; p – давление, (11)

$$\omega_x = -C \left(\frac{\partial p}{\partial y} - \frac{\partial p}{\partial z} \right), \omega_y = -C \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \frac{\partial p}{\partial x} \right), \omega_z = -C \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\partial p}{\partial y} \right). \quad (12)$$

После подстановки (12) в (8, 9) получаем

$$\begin{aligned} V_x &= -K_{xx}(\partial p / \partial x) - K_{xy}(\partial p / \partial y) - K_{xz}(\partial p / \partial z), \\ V_y &= -K_{yx}(\partial p / \partial x) - K_{yy}(\partial p / \partial y) - K_{yz}(\partial p / \partial z), \\ V_z &= -K_{zx}(\partial p / \partial x) - K_{zy}(\partial p / \partial y) - K_{zz}(\partial p / \partial z), \end{aligned} \quad (13)$$

где

$$\begin{aligned} K_{xx} &= (k / \mu) - 2C \cdot \Delta z - 2C \cdot \Delta y; \quad K_{xy} = 2C \cdot \Delta y; \quad K_{xz} = 2C \cdot \Delta z; \\ K_{yy} &= (k / \mu) - 2C \cdot \Delta x - 2C \cdot \Delta z; \quad K_{yx} = 2C \cdot \Delta x; \quad K_{yz} = 2C \cdot \Delta z; \\ K_{zz} &= (k / \mu) - 2C \cdot \Delta y - 2C \cdot \Delta x; \quad K_{zx} = 2C \cdot \Delta x; \quad K_{zy} = 2C \cdot \Delta y. \end{aligned}$$

Уравнение (13) можно записать в форме

$$\vec{V} = - \begin{vmatrix} K_{xx}; K_{xy}; K_{xz}; \\ K_{yx}; K_{yy}; K_{yz}; \\ K_{zx}; K_{zy}; K_{zz}; \end{vmatrix} \cdot \text{grad} p. \quad (14)$$

Из уравнения (14) следует, что проницаемость неоднородной породы является тензорной величиной.[2].

Мезомеханика процессов фильтрации

Как известно, окружающая нас природа представляет собой иерархическую систему неоднородностей, каждый уровень которой характеризуется соответствующим масштабом и присущими ему закономерностями физических процессов. Очень важно подчеркнуть, что эти закономерности нельзя автоматически переносить с одного уровня на другие более высокие уровни этой системы.

Системе объектов разработки месторождений нефти и газа присущи три уровня неоднородности: микро-, мезо- и макронеоднородность. Макронеоднородность реализуется в образцах пород размерами до 1 м, обычно несколько сантиметров. Именно для этих объектов экспериментально найдены законы течения флюида, на основе которых рассчитывают гидродинамические параметры объектов разработки. Необходимо, однако, отметить, что масштабы этих объектов соответствуют более высокому уровню системы неоднородностей, а именно макронеоднородности, масштабы которой соизмеримы или одного порядка с размерами месторождения в целом. Использование законов фильтрации, реализующихся на уровне микронеоднородности, в частности закона Дарси, для прогноза изменения гидродинамических параметров объектов разработки, относящихся к уровню макронеоднородности, может приводить к значительным ошибкам. Для сложнопостроенных залежей эти прогнозы зачастую не оправдываются. Одной из причин этих неудач является игнорирование мезонеоднородности пласта, масштабы которой на не-

скольких порядков выше объектов микронеоднородности и в то же время на несколько порядков меньше размеров месторождения в целом.

В работе автора [4] показано, что уравнения течения флюидов в объектах с мезонеоднородностью коллекторских свойств пород отличаются от уравнений фильтрации, полученных для образцов пород. В первую очередь это связано с наличием перетоков между элементами мезонеоднородности.

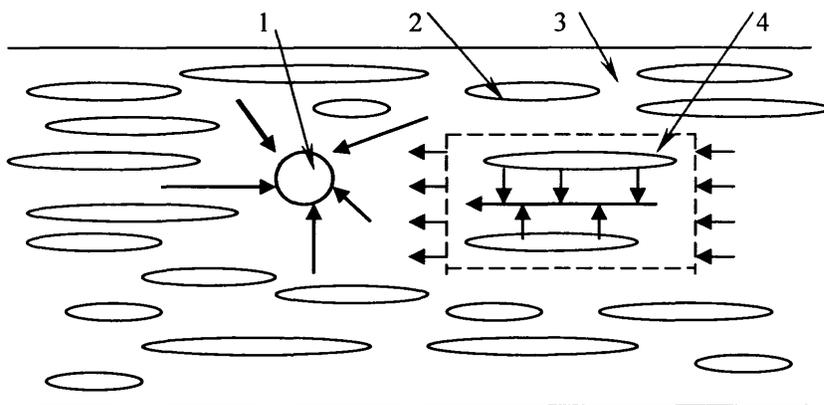


Рис. 3. Схема притока флюида к горизонтальной скважине в пласте с мезонеоднородностью слоистого типа (1 – горизонтальный ствол, 2 – низкопроницаемый элемент, 3 – высокопроницаемая зона, 4 – элемент неоднородности)

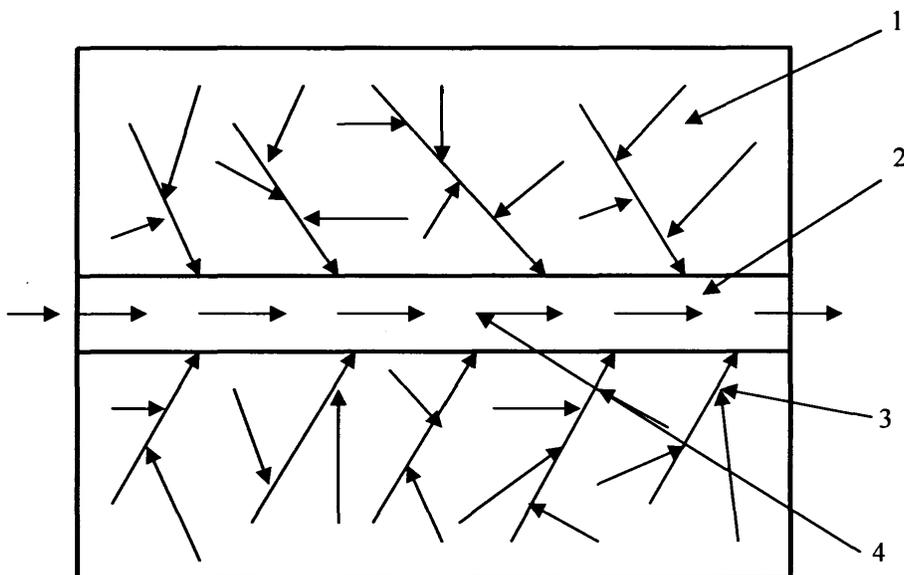


Рис. 4. Схема движения флюида в неоднородном коллекторе (1 – низкопроницаемая зона, 2 – высокопроницаемая зона, проводящий канал, 3 – векторы скоростей фильтрации флюида в низкопроницаемой зоне, 4 – векторы скоростей фильтрации в проводящем канале)

Ниже будут рассмотрены два варианта мезонеоднородности – условно слоистого и объёмного типа. Мезонеоднородность слоистого типа имеет место в пластах, в которых низко проницаемые слои являются мезонеоднородными по простирацию, т.е. многократно прерываются по площади залежи (см. рисунок [3]).

Мезонеоднородность объёмного типа имеет место в пластах, в которых элементы неоднородности носят не плоский, слоистый, а объёмный характер [4].

Уравнения фильтрации для этих типов мезооднородности получены автором в виде:

для коллектора с мезонеоднородностью слоистого типа

$$m \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \nabla^2 P + i_* (P_m - P); \quad (15)$$

для коллектора с мезонеоднородностью объёмного типа

$$m \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \nabla^2 P + j_* \left(\frac{\partial \nabla P}{\partial x} + \frac{\partial \nabla P}{\partial y} + \frac{\partial \nabla P}{\partial z} \right); \quad (16)$$

где i_* , j_* – коэффициенты внутрислоистого перетока, $\nabla P = P - P_m$, P, P_m – значения функции Лейбензона в высоко и низкопроницаемых элементах неоднородности.

Предполагается, что большая часть запасов приурочена к низкопроницаемым коллекторам.

В рамках потенциально-вихревой модели фильтрации первое из этих уравнений принимает вид

$$m \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{1}{\mu} \left[k_{xx} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + (k_{xy} + k_{yx}) \frac{\partial^2 P}{\partial x \partial y} + (k_{xz} + k_{zx}) \frac{\partial^2 P}{\partial x \partial z} + k_{yy} \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + (k_{yz} + k_{zy}) \frac{\partial^2 P}{\partial z \partial y} + k_{zz} \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + i_* (P_m - P).$$

Аналогично преобразуется и уравнение фильтрации в коллекторе объёмного типа.

Нетрудно видеть, что приведенные выше уравнения принципиально отличаются от известных в классической теории фильтрации.

Фрактальные модели фильтрации пластовых флюидов

Горная порода представляет собой совокупность разного рода неоднородностей блоков (отдельностей), характеризующихся наличием пор, трещин, плоскостей сдвига, зон разрушения, разуплотнения и т.п. Внутренние и внешние границы элементов породы чрезвычайно сложны, изломаны, однако их структура обладает свойством некоторого самоподобия. Объекты подобного рода не могут быть описаны в рамках простых моделей Евклидовой геометрии и для их моделирования в настоящее время используется понятие фрактала, введённое Б.Б. Мандельбротом для обозначения объектов с сильно изрезанной, негладкой формой. Под фракталами обычно понимают элементы с иерархической самоподобной структурой. Фрактальность геометрии горной породы значительно влияет на процессы деформации

и разрушения литосферы, в частности образование разломов земной коры, процессы фильтрации пластовых флюидов и приток газа и нефти к скважине. Анализ промысловых данных показывает, что временные ряды замеров дебита нефти обладают фрактальными характеристиками. При разработке нефтяных и газовых месторождений широко практикуется закачка в пласт различных агентов. При этом фронт вытеснения характеризуется неустойчивостью и образованием «вязких пальцев», которые имеют фрактальную структуру.

В работе [5] получено уравнение плоскорадиальной фильтрации газа в пласте, имеющем фрактальную структуру

$$\frac{\mu}{\chi} \frac{1}{c^2 \rho} \frac{\partial \Phi}{\partial t} = \frac{1}{r^{d_f-1}} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^\beta \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right), \quad (17)$$

где c – скорость звука в газе, $\mu, \chi = \text{const}$, $\Phi = \int_0^p \alpha dp$ – функция Лейбензона, p, ρ –

давление и плотность газа, $\beta = d_f - 1 - \theta$, d_f – фрактальная размерность породы, θ – структурный коэффициент для системы трещин, в частности для треугольника Серпинского $d_f = 1,58$; $\theta \approx 0,32$. Для получения уравнения притока газа к линии равных стоков, имитирующей вертикальную газовую скважину в уравнении (17) примем $c = \text{const}$, а $\rho = \rho_*$, где ρ_* – средневзвешенное значение плотности газа по поровому объёму, т.е.

$$\rho_* = \rho_*(t) = \frac{1}{V_{por}} \left(M_0 - \int_0^t Q_w(t) dt \right),$$

где M_0 – начальная масса газа в залежи, Q_w – массовый дебит скважины.

С учётом принятых допущений уравнение (17) преобразуется в уравнение пьезопроводности на фрактале

$$\frac{\mu}{\chi} \frac{\partial \Phi}{\partial \tau} = \frac{1}{r^{d_f-1}} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^\beta \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right), \quad (18)$$

где $\beta = d_f - 1 - \theta$; $\tau = c^2 \int_0^t \rho_* dt$, $\Phi = \Phi(r, t)$ – текущее значение функции в произвольной точке пласта.

В случае плоскорадиальной фильтрации $1 < d_f < 2$, $0 < \alpha < 1$, $\beta < 1$.

При $\theta = 0$ плоско-радиальная фильтрация газа во фрактальной породе описывается уравнением для пространства дробной размерности.

Фракционные модели фильтрации пластовых флюидов

При математическом моделировании процессов фильтрации, характеризующихся стохастичностью изменения коллекторских свойств породы по пространству, а давления флюида во времени и пространстве, приходится иметь дело с дифференциальными уравнениями, имеющими нецелый, дробный порядок дифференцирования. В отечественной литературе такие уравнения называются дифференциальными уравнениями дробного порядка, в зарубежной литературе про-

сто фракциональными. Использование последнего термина представляется более точным, кратким.

Фракциональный анализ позволяет обобщить уравнения фильтрации введением или заменой обычных производных на дробные. Например, в законе Дарси производная первого порядка от потенциальной функции по пространственной координате может быть заменена на дробную производную, а в уравнении сохранения массы производную первого порядка от массы флюида по времени можно заменить на дробную производную по времени. Получающиеся при этом модели будут описывать процессы фильтрации более адекватно, но математические трудности при этом значительно возрастают.

Рассмотрим вначале фракциональное обобщение закона Дарси для случая фильтрации реального газа в деформируемой породе. Традиционная форма этого закона имеет вид

$$\vec{q} = -gradP,$$

где $P = \int_0^p \frac{k(p)}{\mu(p)} \rho(p) dp$ – функция Лейбензона, p, ρ, μ – давление, плотность и динамическая вязкость флюида, \vec{q} – вектор массовой скорости фильтрации, $\vec{q} = \rho \vec{v}$, \vec{v} – вектор линейной скорости фильтрации.

Уравнение сохранения массы имеет вид

$$\frac{\partial(m\rho)}{\partial t} + div\vec{q} = 0.$$

где $m = V_{por}/V_{bulk}$, V_{por}, V_{bulk} – объём порового пространства и породы в целом.

После подстановки закона фильтрации в уравнение сохранения массы получаем традиционное уравнение движения реального газа в деформируемой породе $c(p) \frac{\partial P}{\partial t} = \nabla^2 P$, где ∇^2 – оператор Лапласа, $c(p) = \frac{\mu(p)}{k(p)\rho(p)} \frac{d(m\rho)}{dp}$ – в дальнейшем будем считать $c(p) = c = const$.

Фракциональное обобщение закона Дарси имеет вид

$$q_x = -D_{0t}^\alpha P_x(x, t), \quad P_x = \partial P(x, t) / \partial x, \quad (19)$$

где q_x – проекция вектора массовой скорости фильтрации на ось «x».

$$D_{0t}^\alpha P_x = \frac{1}{\tilde{A}(1-\alpha)} \frac{\partial}{\partial t} \int_0^t \frac{P_x(x, \tau) d\tau}{(t-\tau)^\alpha}. \quad (20)$$

где $\tilde{A}(1-\alpha)$ – гамма-функция.

Уравнение сохранения массы в одномерном случае имеет вид

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -\frac{1}{c} \frac{\partial q_x}{\partial x}.$$

Подставляя (19) в уравнение сохранения массы, получаем

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{c} D_{0t}^\alpha \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}. \quad (21)$$

Действуя на обе части (21) оператором $D_{0t}^{-\alpha}$, получаем

$$D_{0t}^{1-\alpha} P = \frac{1}{c} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{P(x,0)}{\tilde{A}(\alpha)t^{1-\alpha}}. \quad (22)$$

Уравнение (22) описывает фильтрацию как медленный случайный процесс. Это вытекает из той интерпретации дробной производной, которая дана выше, поэтому уравнение (22) можно назвать уравнением субфильтрации.

Если дробную производную определить как

$$D_{ax}^\alpha P = \frac{1}{\tilde{A}(1-\alpha)} \frac{\partial}{\partial x} \int_a^x \frac{P(x',t) dx'}{(x-x')^\alpha}. \quad (23)$$

то получим уравнение

$$\tilde{n} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\alpha(1+\alpha)}{\tilde{A}(1-\alpha)} \frac{\partial^2}{\partial x^2} \int_a^b \frac{P(x',t) dx'}{|x-x'|^{\alpha+2}}$$

которое, описывает фильтрацию как быстрый стохастический процесс и поэтому может быть названо уравнением суперфильтрации.

Синергетические аспекты разработки нефтяных и газовых залежей

Нефтяные и газовые залежи обладают рядом свойств, которые позволяют рассматривать их как синергетическую систему:

1. *Открытость*. Залежь нефти и газа представляет собой открытую систему, которая обменивается веществом и энергией с окружающей средой в процессе отбора и закачки флюида, проведения операций по интенсификации добычи газа, увеличения нефтегазоотдачи и т.д. Добыча или закачка флюидов оказывает влияние на распределение давления (плотности) флюида по площади залежи, в т.ч. на появление зон дренирования отдельных скважин, колебательных процессов и т.д.

2. *Диссипативность*. Рассеяние энергии связано с потерями давления на трение и преодоление сил инерции при движении флюида в пласте и скважине. Потери вещества вызваны отбором пластовых флюидов из залежи.

3. *Неравновесность*. Залежь находится в неравновесном состоянии, поскольку имеет место тепломассообмен с окружающей средой. Это вызвано разницей между давлением флюида в пласте-коллекторе и на устье скважины, а также разницей между температурой флюида в пласте-коллекторе и пород пристволевой зоны скважины. При сохранении этой разницы залежь не может релаксировать к равновесному состоянию. Неравновесность является движущей силой эволюции залежи в процессе её разработки.

4. *Нелинейность динамических процессов в залежи* вызывается нелинейностью зависимости термодинамических свойств пластовых флюидов от давления и температуры, механических свойств пород от напряжённо-деформированного состояния пласта-коллектора и массива горных пород и потерь давления от скорости движения флюида.

5. *Неустойчивость динамических процессов в залежи* может возникать при закачке флюидов. В этом случае небольшие локальные изменения в системе могут привести к значительным последствиям.

Характерной особенностью синергетических процессов является пороговый характер процесса самоорганизации. Это означает, что для данной системы существует параметр, при котором возникает неустойчивость и происходит смена состояния или режима функционирования системы. Этот параметр подчиняется управляющему уравнению, которое обычно является нелинейным. В качестве такого уравнения может выступать условие перехода породы в пластическое состояние или уравнение состояния флюида в критических условиях.

Вторая особенность синергетических процессов, происходящих в залежи, проявляется в том, что хаотическое движение молекул пластового флюида с началом разработки преобразуется в упорядоченное движение к забоям скважин. Молекулы, как бы сговорившись, начинают двигаться так, чтобы выполнялись соответствующие вариационные принципы теории фильтрации.

Требование сохранения синергетичности (синергетического потенциала) является важнейшим принципом развития системы разработки нефтяных и газовых залежей. Под синергетичностью системы разработки газовой залежи понимается её способность не только к образованию новых форм и структур, но и к восприятию управляющих воздействий. Под синергетическим потенциалом будем понимать управляемость системы.

Повышение синергетичности достигается путём оптимизации структуры зон дренирования и применения средств воздействия на призабойную зону скважин и залежи в целом.

Требование повышения синергетичности особенно важно соблюдать при разработке газонефтяных залежей, приуроченных к резко неоднородным коллекторам [6].

Литература

1. Жуковский Н.Е. Кинематика, статика, динамика точки. М.-Л. 1939. 403 с.
2. Черных В.А. Нелинейная динамика газовой залежи. Москва. 2002. 203 с.
3. Chernykh V.A., Gasilov V.A., Kuznetsov E.V. Nonlinear phenomena in oil and gas recovery // International Conference on Matrix Methods and Operator Equation. Moscow, June 20–25, 2005; Abstracts. 2005. p. 6.
4. Черных В.А. Гидрогазодинамика горизонтальных газовых скважин. Москва. 1999. 189 с.
5. Черных В.А. Нелинейные эффекты в процессах разработки газовых залежей // Нелинейный мир. 2004. т. 2. №3. с. 154–168.
6. Черных В.А. Синергетические аспекты разработки залежей нефти и газа // Философия и будущее цивилизации. IV Российский философский конгресс (Москва, 24–28 мая 2005 г.). Тезисы докладов. Т. 1. Москва. 2005. с. 650–651.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Направление I. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГЕОХИМИЧЕСКОЕ	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ	7
ГЕНЕТИЧЕСКИЕ СЕМЕЙСТВА НЕФТЕЙ (НАФТИДОВ) СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, И.Д. Тимошина, И.К. Иванова, О.Н. Чалая)	9
РАЗВИТИЕ ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВЫЯВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕФТИ И ГАЗА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (Э.М. Галимов, А.С. Немченко-Ровенская, Г.С. Коробейник, И.Н. Капустин, Л.И. Жильцова)	19
УГЛЕВОДОРОДЫ ХИБИНСКОГО И ЛОВОЗЕРСКОГО НЕФЕЛИНСИЕНИТОВЫХ МАГМАТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ КАК НАГЛЯДНЫЙ ПРИМЕР ИХ АБИОГЕННОГО СИНТЕЗА В ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЯХ (В.А. Нивин, Н.Г. Коноплева, С.В. Икорский)	28
ГЛУБИННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ФЛЮИДЫ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ (Б.М. Валяев, М.Н. Смирнова, Р.М. Юркова)	47
ГЛУБИННЫЕ ВОССТАНОВЛЕННЫЕ ФЛЮИДНЫЕ СИСТЕМЫ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ (Р.П. Готтих., Б.И. Писоцкий)	55
РУТУТЬ КАК ИНДИКАТОР УЧАСТИЯ МАНТИЙНЫХ ФЛЮИДОВ В ФОРМИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ) (Н.А. Озерова, Н.Р. Машьянов, В.В. Рыжов, Ю.И. Пиковский)	65
ГЕОКАТАЛИЗ КАК ФАКТОР ВЛИЯНИЯ НА СКОРОСТЬ НАКОПЛЕНИЯ И СОСТАВ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ (К.Г. Ионе, В.М. Мысов, В.С. Решетников)	77
Направление II. ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ: КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ, ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	93
КОМПЛЕКСНЫЕ ЧЕТЫРЕХМЕРНЫЕ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОНТИНЕНТА (Ю.А. Волож, М.П. Антипов, Э.В. Шитилова, Н.А. Малышева)	95
АВЛАКОГЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ (В.Н. Пучков, В.И. Козлов)	107
ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА (В.С. Чупров, Н.А. Малышев, Л.А. Анищенко, С.С. Клименко, Н.Н. Рябинкина)	116

ОБРАЗОВАНИЕ СВЕРХГЛУБОКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ КАК РЕЗУЛЬТАТ ЭКЛОГИТИЗАЦИИ БАЗАЛЬТОВОГО СЛОЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ КОРЫ (<i>Е.В. Артюшков</i>).....	122
ГЕОЛОГИЯ ПРИБРЕЖНОЙ ОБЛАСТИ КОЛЬСКОГО РЕГИОНА В СВЯЗИ С ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИМ ПРОГНОЗОМ ЕЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (<i>Ф.П. Митрофанов, А.А. Предевский., В.В. Любцов, В.А. Припачкин, И.В. Чикирев</i>).....	129
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ШЕЛЬФА ЧУКОТСКОГО И ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЕЙ (<i>И.Д. Полякова</i>).....	137
УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВАЛА ШАТСКОГО (В ПРЕДЕЛАХ РОССИЙСКОГО СЕКТОРА ЧЕРНОГО МОРЯ) (<i>М.М. Марина, Ю.М. Берлин</i>).....	147
БЫСТРЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ГЛУБИНЫ МОРЯ В ПЛАТФОРМЕННЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ, ИХ ФИЗИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ И ВЛИЯНИЕ НА ОБРАЗОВАНИЕ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА (<i>Е.В. Артюшков, П.А. Чехович</i>).....	157
ЛОКАЛЬНАЯ ГЕОДИНАМИКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ (<i>Ф.С. Ульмасвай, С.А. Добрынина, Е.А. Сидорчук, Н.А. Налимова</i>).....	166
ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИКУМСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ (<i>Д.Г. Осика, В.И. Черкашин</i>).....	178
РОЛЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЗВИТИИ ТЕХНОГЕННО ОБУСЛОВЛЕН- НЫХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В РАЙОНАХ С ДЛИ- ТЕЛЬНОЙ ИСТОРИЕЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ (<i>Л.А. Абукова, О.П. Абрамова</i>).....	188
Направление III. ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ	201
СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СИБИРИ НА ПЕРИОД ДО 2020 г. (<i>А.Э. Конторович, Г.И. Грицко, В.А. Каширцев, А.Г. Коржубаев, А.Ф. Сафронов</i>).....	203
О ТЕНДЕНЦИЯХ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ (<i>А.М. Хитров, М.Н. Попова</i>).....	214
СТРАТЕГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА РОССИИ КАК ФАКТОРА ЕЕ ГЕОПОЛИТИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ В РАЗЛИЧ- НЫХ РЕГИОНАХ МИРА (<i>А.Н. Дмитриевский, С.Г. Серебряков</i>).....	223
РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕВО- ДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ НА ШЕЛЬФЕ И КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ МОРЕЙ РОССИИ (<i>Н.А. Еремин</i>).....	228
ЭЛЕКТРОННЫЙ АТЛАС СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ: ГЕОЛОГИЯ, ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ, БИОРАЗНООБРАЗИЕ КОНТИНЕН- ТАЛЬНОЙ ФЛОРЫ И ФАУНЫ (<i>И.А. Черешнев, С.В. Ворошин, А.С. Зинкевич</i>).....	240

Направление IV. ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	251
ЛОКАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ В НЕФТЕГАЗОВЫХ БАССЕЙНАХ И ИХ СВЯЗЬ СО СКОПЛЕНИЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ (И.А. Володин, М.В. Багдасарова, Э.Р. Казанкова, Н.В. Корнилова, И.Я. Чеботарева, Б.Н. Чигарев).....	253
КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В ТРЕХМЕРНЫХ МОДЕЛЯХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (В.В. Спичак, Э.Б. Файнберг, Д.Б. Авдеев, А.А. Бобачев, Р.Ф. Логунович)...	264
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЗОНАНСНЫХ ЭФФЕКТОВ В СЛОИСТЫХ СТРУКТУРАХ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПОЛЕ НАПРАВЛЕННОГО ИСКУССТВЕННОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ИЗЛУЧЕНИЯ (В.А. Бабешко, С.В. Ратнер).....	278
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАКЦИИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЗАЛЕЖИ НА КОМПЛЕКСНОЕ АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ В СКВАЖИНЕ МЕТОДАМИ РЕГИСТРАЦИИ УПРУГИХ ПОЛЕЙ (В.В. Дрягин, Г.В. Иголкина)	282
РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ И ВЫДЕЛЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (В.М. Новоселицкий, С.Г. Бычков, И.В. Геник).....	304
Направление V. СОЗДАНИЕ НАУЧНЫХ ОСНОВ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОЦЕНКИ И ОСВОЕНИЯ ТРУДНО-ИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	315
ОБОБЩЕННЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ (В.М. Максимов, Н.М. Дмитриев)	317
ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ В ОБЪЕМЕ И В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ (В.П. Воронов, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, В.Э. Поднек, Е.С. Пикина).....	327
НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ СТРУКТУРИЗАЦИИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ В ТЕХНОГЕННО ИЗМЕНЕННЫХ ПЛАСТАХ (Н.Н. Михайлов, О.Н. Новикова).....	340
НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА (С.Н. Закиров).....	350
УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОГО СЫРЬЯ («МАТРИЧНОЙ НЕФТИ») (А.Н. Дмитриевский, Н.А. Скибицкая, О.П. Яковлева, В.А. Кузьмин, Л.А. Зекель, А.А. Прибылов).....	360
ФРАКТАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ И СИНЕРГЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В.А. Черных).....	377

Научное издание

**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ
ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА
И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА РОССИИ**

Компьютерная верстка *М. Старшовой*

Подписано к печати 28.03.07
Формат 70x100 1/16. Бумага офсетная № 1,80 г/м²
Гарнитура Квант-Антиква. Печать офсетная.
Усл.-печ. 33,0 п.л. Тираж 450 экз.
Тип. ВТИИ. Москва. Зак. № 856 .

Издательство ООО ГЕОС
109017, Пыжевский пер., 7.
Тел./факс: (095) 152-19-14, тел. 230-80-92.
Факс: (095) 951-04-43.
E-mail: geos@ginras.ru