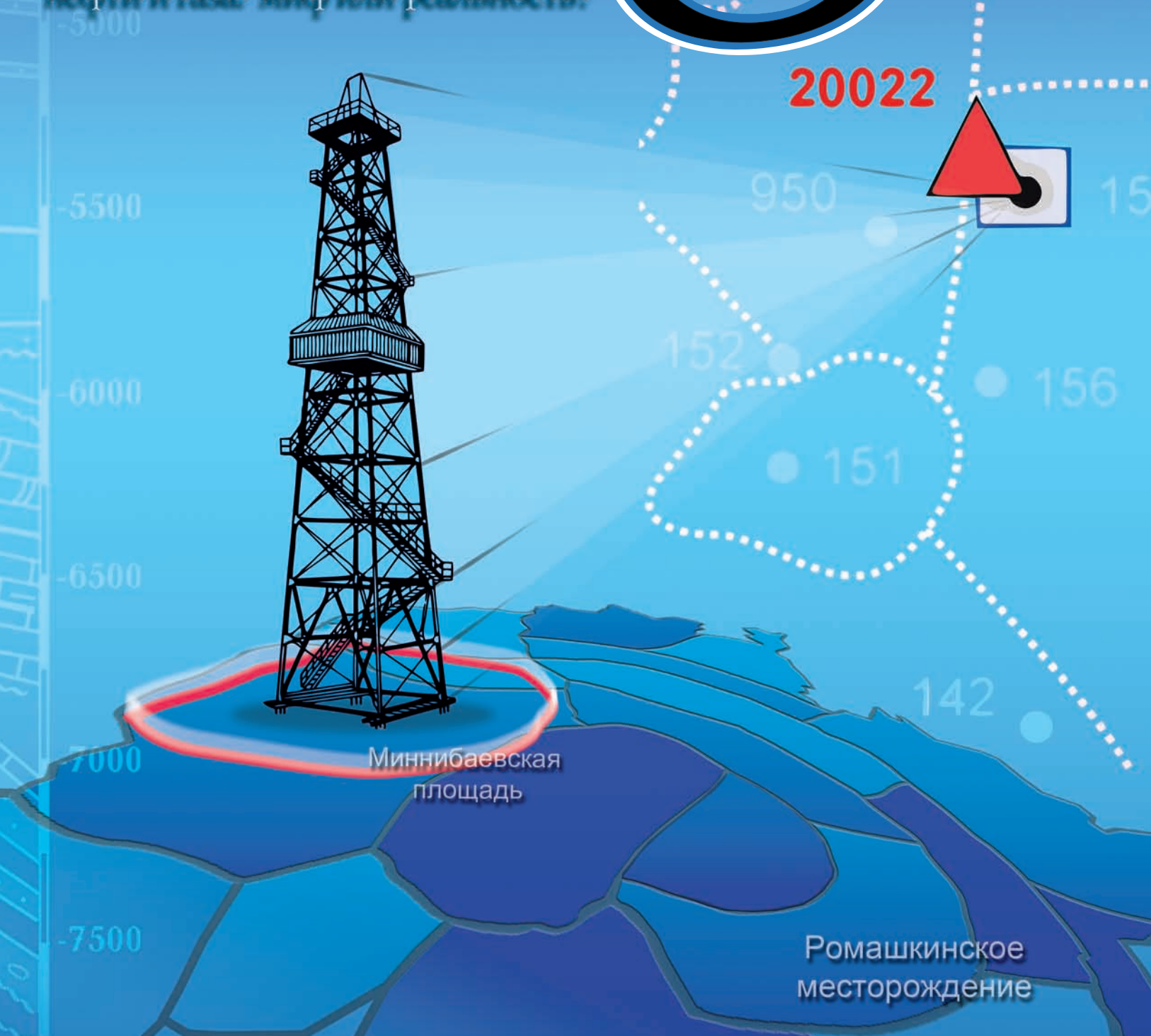


научно-технический журнал
Георесурсы

5(47) 2012

Подток глубинных углеводородов
в разрабатываемые залежи
нефти и газа: миф или реальность?



- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Академия наук Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Анатолий Владиславович Христофоров, e-mail: mail@geors.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, Д. Мерсерат (Франция), Л.Р. Тагиров, В.Я. Волков, В.В. Самарцев, Л.М. Ситдикова, А.Н. Саламатин, Н. Ванденберг (Бельгия), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской, М.Х. Салахов, Дж. Пурт (Франция)

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, Н.П. Запивалов, Е.Б. Грунис, Р.С. Хисамов, Р.Х. Масагутов, В.А. Трофимов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, Н.С. Гатиятуллин, Р.К. Сабиров, И.А. Ларочкина, И.Н. Плотникова, В.Г. Изотов, Н.М. Хасанова, О.П. Ермолаев, А.С. Борисов, Ю.А. Волков, Ю.А. Нефедьев

Редакция:

Заместитель главного редактора: Дарья Христофорова
e-mail: Daria.Khr@mail.ru

Руководитель редакционной группы: Ирина Абросимова
Верстка и дизайн: Артем Люкшин
Специалист pr/press: Александр Николаев
Работа с клиентами: Елена Жукова

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Кремлевская 16а, офис 118, Казань, 420008, Россия
Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846
Факс: +7 843 2924454

www.georesources.ksu.ru e-mail: mail@geors.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций

Журнал включен в новый «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий», в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (Решение ВАК Минобрнауки РФ от 25.02.2011)

Журнал включен в международную систему цитирования **Georef** и систему РИНЦ

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – **36639**

Журнал распространяется через компании «Информнаука» и «Интер-почта»

Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Издательство Казанского университета

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Тел: +7 843 2924454

Подписано в печать 30.09.2012. Тираж 1000
Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848
e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

**Статьи**

Р.Х. Муслимов

Новые геологические идеи – основа поступательного развития минерально-сырьевой базы углеводородов в XXI столетии в старых нефтедобывающих районах России 3

А.Е. Лукин

О фазово-геохимической зональности нефтидоаккумуляции 7

В.А. Трофимов

Горизонтальное бурение как способ локализации нефтеподводящих каналов 16

В.А. Краюшкин

Истинное происхождение, структура, размер и размещение мирового нефтегазового потенциала 19

Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий, И.Н. Плотникова

Информативность малых элементов в нефтяной геологии 24

В.И. Попков, В.В. Ларичев, С.А. Медведев

Металлоносные рассолы и опресненные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов 32

Г.П. Каюкова, Г.В. Романов, И.Н. Плотникова

Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей 37

Р.Х. Муслимов, В.А. Трофимов

Бурение специальных параметрических скважин на прогнозируемые нефтеподводящие каналы – оптимальный путь получения доказательств наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами 41

Бахтин А.И., Плотникова И.Н., Муслимов Р.Х.

Возможности abiогенного синтеза нефтяных углеводородов в недрах кристаллической земной коры Татарстана 45

Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, М.И. Амерханов, С.С. Слесарева

Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи ромашкинского месторождения (на примере Миннибаевской площади) 48

М.Н. Мингазов, А.А. Стриженов, Б.М. Мингазов

Неотектонические аспекты глубинной дегазации геоструктур Татарстана 51

Р.Х. Муслимов, Н.С. Гатиятуллин, И.Х. Кавеев

Василий Александрович Лобов (к 100-летию юбилею) 56

**На обложках**

Рабочее совещание (workshop) Обсерватории по изучению глубинного углерода (Deep Carbon Observatory, DCO) Института Карнеги, Вашингтон (Carnegie Institution of Washington, USA)
Апрель 2013 г., Казань

Номер выходит при поддержке ЗАО «Алойл»

Georesources is an official journal of
 • Kazan (Volga region) Federal University
 • Academy of Science of Tatarstan Republic
 • Exploration Department of TatNeft Petroleum Co.

Executive Board:

Editor in Chief – Anatoly Khristoforov
 e-mail: mail@geors.ru

Fundamental Science: N. Neprimerov,
 M. Bergemann, E. Boguslavsky, D. Mercerat,
 L. Tagirov, V. Volkov, V. Samartsev, L. Sitdikova,
 A. Salamatin, N. Vandenberg, G. Holl, M. Salakhov,
 M. Khoutorskiy, J. Poort

Applied Researches: R. Muslimov,
 D. Nourgaliev, E. Grunis, R. Khisamov,
 N. Zapivalov, R. Masagutov, V. Trofimov

Advisory Board:

A. Aganov, N. Gatiyatullin, R. Sabirov,
 I. Larochkina, V. Izotov, I. Plotnikova, N. Khasanova,
 O. Ermolaev, A. Borisov, Ya. Volkov, Ya. Nefediev

Editorial Office:

Deputy editor: Daria Khristoforova,
 e-mail: Daria.Khr@mail.ru

Editor: Irina Abrosimova

Manager: Elena Zhukova

Prepress by Alexander Nikolaev

Design by Artem Lukshin

Translator: Vladislav Badalov

Editorial address:

Kazan (Volga region) Federal University
 Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
 Phone: +7 843 2924454, +7 937 7709846
 Fax: +7 843 2924454

www.georesources.ksu.ru, e-mail: mail@geors.ru

Registered by the Federal Service for Supervision
 of Communications and Mass Media.
 No. PI № FS77-38832

The Journal is included in the international
 databases of **Georef**

Subscription index in the Russian
 Rospechat Catalogue: **36639**
 You can find full text electronic versions
 of the Journal on www.elibrary.ru
 (Russian Scientific Electronic Library)

The Journal is issued 4 times a year

Circulation: 1000 copies

Issue date: 30.09.12

Printed by «Izdatelsky Dom

«Kazanskaya Nedvizhimost'», JSC

Sibirsky Tract Street 34, Kazan, 420029, Russia

build. 4, off. 324. Phone/Fax: +7 843 5114848

e-mail: 114848@mail.ru

All rights protected. No part of the Journal materials
 can be reprinted without permission from the Editors.

articles

R.Kh. Muslimov

New geological ideas are the basis of progressive development
 of hydrocarbons mineral resource base
 in the old oil producing regions of Russia in the XXI century 3

A.E. Lukin

To the question of phase-geochemical zonation
 of naphthides accumulation 7

V.A. Trofimov

Horizontal drilling as a way of oil supply channels localization 16

V.A. Krayushkin

True origin, structure, size and distribution of the global oil
 and gas potential 19

R.P. Gottikh, B.I. Pisotsky, I.N. Plotnikova

Informativity of trace elements in the oil geology 24

V. Popkov, V. Larichev, S. Medvedev

Metal-bearing brines and desalinated waters of the oil and gas
 basins deep horizons 32

G.P. Kayukova, G.V. Romanov, I.N. Plotnikova

Geochemical aspects of the oil deposits replenishment
 process research 37

R.Kh. Muslimov, V.A. Trofimov

Drilling of the special parametric well bores for the predicted
 oil supply channels is the optimal way to obtain evidences
 of the existence of oil fields current inflow
 by deep hydrocarbon fluids 41

A.I. Bakhtin, I.N. Plotnikova, R.Kh. Muslimov

Possibilities of abiogenic synthesis of petroleum hydrocarbons
 in the depths of crystalline crust in the Republic of Tatarstan 45

R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, M.I. Amerkhanov, S.S. Slesareva

Estimation of deep hydrocarbon possible inflow
 into the developed deposits of the
 Romashkino field (on the example of Minnibayevo area) 48

M.N. Mingazov, A.A. Strizhenok, B.M. Mingazov

Neotectonic aspects of geostructures deep degasification
 on the territory of the Republic of Tatarstan 51

information

Deep Carbon Observatory (DCO) International Workshop
 (Carnegie Institution of Washington, USA)

April, 2013

Kazan, Russia

НОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ – ОСНОВА ПОСТУПАТЕЛЬНОГО РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В XXI СТОЛЕТИИ В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНАХ РОССИИ

В статье рассмотрено современное состояние геологоразведочных работ на нефть и газ в России, проблемы геологоразведочной отрасли и новые перспективные пути достижения расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Обосновывается необходимость серьезного изучения нетрадиционных объектов поиска и разведки нефти и газа.

Ключевые слова: нефть, поисково-разведочные работы на нефть и газ, запасы, ресурсы, кристаллический фундамент, Ромашкинское нефтяное месторождение.

Средства массовой информации все время говорят о скором исчерпании углеводородов на планете. Но полное истощение углеводородного потенциала ни в ближайшей перспективе, ни в более отдаленном будущем (сотни, а может и тысячи лет) нашей планете не грозит (Муслимов, 2009). Хотя эра кондиционной (по терминологии Запада, по-нашему «активных запасов») нефти, очевидно, завершится в первой половине нынешнего столетия. Необходимо понимать, что новые месторождения углеводородов будут открываться в более сложных условиях (большие глубины бурения на суше и море, географически труднодоступные районы, сложные природно-климатические условия), а сами месторождения будут более сложными для освоения в связи с преобладанием в них труднооткрываемых и трудноизвлекаемых запасов (ТЗН).

Поэтому только принципиально новые технологии бурения ГРП, добычи и использования ТЭР планеты позволят обеспечить возрастающие потребности населения в условиях цивилизованной торговли между странами и координации работ по их добыче на мировом уровне.

Главной проблемой и задачей нефтегазовых отраслей является обеспечение расширенного воспроизводства запасов нефти и газа (ВМСБ). Почему именно расширенного, т.е. существенно большего (в 1,3-1,5 раз) достигнутых и планируемых объемов добычи? Это объясняется интенсивным исчерпанием активных запасов нефти (АЗН) и постоянным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН). Темпы выработки последних обычно в 5-10 раз ниже, чем АЗН. Соответственно на тонну добычи ТЗН нужно инвестировать в 5-10 раз больше средств.

Как в реальности обстоят дела с ВМСБ в РФ? По официальным данным положение с воспроизводством запасов в РФ благополучное и за последнее пятилетие по сравнению с 2001-2005 гг. выросло в 2-3 раза (до 139,6%). Однако это является мифом и поэтому не может служить надежной основой дальнейшего развития нефтяной отрасли (Кимельман, Подолбский, 2010). Чиновники, отвечающие за это направление, научились выдавать желаемое за действительное.

В принятой в 2010 г. Правительством РФ ЭС-2030, как и в предыдущих успешно проваленных стратегиях, предусматривалось приоритетное развитие отрасли за счет ее расширения в новые районы. В 40-50-х гг. это были районы

Волго-Уральской, в 60-70-х гг. Тимано-Печорской и Западно-Сибирской НГП. В прошлой и настоящей стратегии основными районами развития объявились Восточная Сибирь и шельфы Северных и Восточных морей. Ничтожное внимание уделялось старым нефтедобывающим районам, к которым сегодня относятся Волго-Уральская, Северо-Кавказская, а завтра они пополнятся Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинциями. Значение старых районов нефтедобычи со временем будет возрастать. В пренебрежении к старым районам нефтедобычи была одна из ошибок последних энергостратегий РФ.

Республика Татарстан относится к старым нефтедобывающим районам России. Здесь за почти 70-летнюю историю нефтедобычи с небольшой территории, в 33 раза меньшей территории западной Сибири, добыто более 3,1 млрд. т нефти и около 100 млрд. м³ попутного газа. И потенциал республики значителен. Обеспеченность разведанными запасами более 30 лет. Есть достаточно большие неопискованные ресурсы нефти. Кроме того, имеются значительные ресурсы сверхвязких нефтей и природных битумов.

Разведанность недр республики самая высокая в России. По существу мы здесь имеем позднюю стадию геолого-разведочных работ, что безусловно, осложняет задачу подготовки новых запасов для обеспечения оптимальной добычи нефти в объеме 30 млн. т в год до 2030 года.

Для этого стратегия должна строиться с учетом тесной увязки необходимых объемов добычи и потребления с возможностями расширенного ВМСБ и предусматривать проведение работ в трех направлениях.

Во-первых, дальнейшее изучение и опосредованное опосредованное изучение залежей нефти в традиционных объектах разведки.

Во-вторых, геологическое изучение нефтегазоносности нетрадиционных объектов – глубокозалегающих пород кристаллического фундамента и рифей-вендских осадочных отложений, а также пермских битумов.

В третьих, проведение широкомасштабных работ по повышению нефтеизвлечения, что является новым, важнейшим направлением повышения ресурсной базы старых нефтедобывающих районов.

По первому направлению широко применяются традиционные методы нефтепоисковых работ, как районирование территории по степени перспектив нефтегазоносности, оптимизация процесса геологоразведочных работ,

совершенствование методики ГРП.

По второму направлению, прежде всего, нужно признать перспективным изучение строения и генерирующей углеводородной роли фундамента.

40-летний период глубокого изучения кристаллического фундамента Русской платформы позволяет сделать выводы о том, что, во-первых, познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле (Муслимов, Плотникова, 1998); во-вторых, о нефтегенерирующей его роли в происхождении и размещении залежей нефти в осадочном чехле и постоянной «подпитке» эксплуатируемых месторождений осадочного комплекса пород (Глумов и др., 2004).

Многолетними исследованиями установлено, что кристаллический фундамент Татарского свода – потенциальный генератор УВ Ромашкинского месторождения, которое является уникальным не только по запасам, но и по условиям локализации и дифференциации УВ. Многоэтажное строение этого месторождения, вариации состава, сочетания залежей легких, тяжелых, высокосернистых нефтей, их микроэлементный состав не укладываются в рамки стандартных представлений об условиях нефтеобразования и накопления. Все это свидетельствует о том, что формирование гигантских скоплений углеводородов происходило в условиях активного перераспределения и миграции УВ. Важнейшим фактором перераспределения и миграции УВ является палеотемпературная эволюция нефтеносных формаций (Соколов, 1970). Реализация программы последовательного изучения глубоких горизонтов кристаллического фундамента показала, что последний играет существенную роль не только как важный структурообразующий элемент, но и сам характеризуется важнейшими признаками, свидетельствующими о его потенциальной нефтегенерирующей роли.

Ромашкинское месторождение приурочено к крупной и сложной дислокации, которая представляет собой пересечение четырех трансрегиональных элементов каркаса, осложненных тремя региональными системами радиально-концентрических дислокаций.

Южно-Татарский свод в своей эволюции и становлении прошел сложную многоэтапную историю, начавшуюся в нижнеархейское-катархейское время (более 3,1 млрд лет) и отличающуюся практически с самого начала специфическими особенностями геодинамики и метаморфиз-

ма. Проведенные исследования свидетельствуют, что эта сложная структура продолжает активно развиваться и в настоящее время. При этом ведущая роль в эволюции фундамента на современном этапе принадлежит гидротермально-флюидным процессам, связанным с зонами деструкции фундамента компрессионного и декомпрессионного типа (Ситдикова, Изотов, 1999).

Проведенные исследования показали, что эти зоны деструкций ритмично повторяются в разрезе кристаллического фундамента и представлены сложным минеральным комплексом низкотемпературных образований, среди которых ведущую роль играют глинистые минералы – гидрослюда, каолинит, смектиты, смешанослойные образования. Генетическая торжественность нефтей из палеозойского комплекса и битумоидов фундамента аргументирует доминирующую роль восходящей вертикальной миграции нефти, источник которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует.

Супергигантское Ромашкинское месторождение – идеальный объект изучения этой важнейшей проблемы. В последние годы проводились исследования физико-химических свойств нефтей, гидродинамические исследования параметров пластов и характеристик работы скважин на ближайшей к Алтунино-Шунакскому разлому Миннибаевской, а затем и других площадей этого месторождения. Здесь анализировались данные гидродинамических исследований по эксплуатационным скважинам, изучались динамика дебитов и накопленные отборы, изменения соотношений дебитов аномальных и нормальных скважин. Параллельно с этими работами было проведено изучение цикличности изменения плотности и вязкости пластовых нефтей по более чем 100 скважинам-пъезометрам, в кото-

рых проводились периодические годовые и полугодовые замеры на протяжении 17 лет. Методами спектрального анализа было продемонстрировано наличие в рядах естественных вариаций плотности

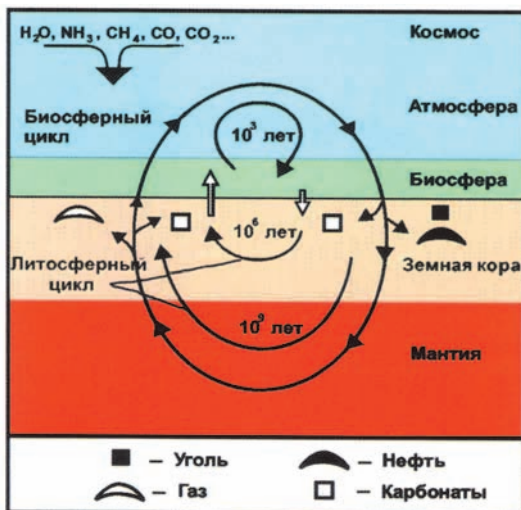


Рис. 1. Схема глобального круговорота углерода на Земле.



Рис. 2. а – расположение участка для бурения специальной параметрической скважины, б – детальная схема расположения проектной скважины № 20022. 1 – эксплуатационные скважины Миннибаевской площади, 2 – разломы – границы блоков фундамента, выделенные по реперу "средний известняк", 3 – площадка бурения проектной скважины № 20022, 4 – проектная скважина № 20022.

нефти с периодом около 5-5,5 лет. Кластерным анализом были выявлены десятки скважин с аномальными параметрами и высокой накопленной добычей, из которых каждая дала более 1 млн.т. нефти. Эти скважины расположены на площади закономерно. Также выявлены сотни скважин с инверсией дебитов (долговременное падение «вдруг» без видимых причин сменяется их ростом), что резко противоречит «закону» падающей добычи нефти и имеет, по нашему мнению, прямое отношение к предполагаемому нами феномену. Причем, максимальные значения средних дебитов «аномальных» скважин к дебитам «нормальных» закономерно повторяются через 14 лет.

Все это, а также периодическое появление (увеличение) содержания «свежего» (молодого) бутана, совпадающее с изменением солнечной активности (процессы сжатия и растяжения) земной коры и др., побуждает усилить исследования процессов «подпитки» месторождения углеводородами из глубин через флюидопроводящие каналы, а в будущем поисков путей искусственной интенсификации этих процессов для обеспечения стабильной, сбалансированной с этим процессом добычи нефти. Это обеспечит второе рождение Ромашкинского месторождения после завершения его разработки новейшими технологиями.

Проведенный анализ позволяет по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр объект. Исследования ряда ученых показывают, что не только пополняются углеводородами нефтяные и газовые месторождения осадочного чехла, но и сама Земля пополняется углеродом из космоса (Баренбаум, 2007).

В биосферной концепции нефть и газ рассматриваются как восстановленные до УВ продукты циркуляции углерода и воды через поверхность Земли в ходе их глобального геохимического круговорота. В системе такого круговорота выделены три цикла, которые определяют полигенный состав нефти. Первый длительностью 10^8 - 10^9 лет связан с погружением углеродсодержащих пород на мантию Земли при субдукции литосферных плит. Второй (приблизительно 10^6 - 10^7 лет) вызван преобразованием органического вещества при осадконакоплении. И третий (приблизительно 40 лет) обусловлен переносом углерода биосферы вглубь земной коры метиогенными водами в ходе их климатического круговорота (Рис.1).

Согласно данной концепции нефтегазовые скопления выступают естественными ловушками-«накопителями» циркулирующего через поверхность Земли подвижного углерода, избыточного для системы его регионального геохимического круговорота. Вследствие активного участия в этом процессе метаногенных вод, пополнение ловушек углеводородами происходит не за геологическое время, а за десятки, сотни лет. А сами ловушки, во-первых, размещаются в пределах крупных осадочных бассейнов, дренирующих огромные по площади территории и, во-вторых, тяготеют к крупным разломам земной коры. Наличие разломов, с одной стороны, облегчает поступление метаногенных вод в породы земной коры, а с другой – способствует разгрузке этих вод от транспортируемого ими углерода.

Полигенность нефти в основном обусловлена двумя физико-химическими процессами: экстракцией метаногенными водами преобразованной органики осадочных пород и поликонденсационными реакциями синтеза УВ

из поставляемого теми же водами углерода. Первый процесс отвечает за наличие в нефти биомаркеров, родственных органическому веществу, из которого они произошли, а второй – нормальных и изопреноидных алканов и других сравнительно просто построенных УВ, составляющих основную массу нефти. Состав УВ нефти определяют еще три важных фактора: подземная микрофлора, геохимические и термобарические условия синтеза УВ, а также разная эффективность накопления в ловушках легких и тяжелых нефтяных фракций.

Проведенные в течение 40 лет в РТ работы по углубленному изучению КФ позволили по новому подойти к определению атрибутов нефтяного (газового) месторождения. Сегодня мы констатируем, что нефтяное месторождение в осадочном чехле состоит из:

- ловушки, включающей коллектор и покрышку;
- глубинного резервуара – поставщика углеводородов;
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар с осадочными породами.

А в самом КФ прощ. Очевидно, для наличия нефтяной (газовой) залежи достаточно иметь коллектор и флюидоподводящий канал.

По мере изучения кристаллического фундамента наши представления о целях и задачах постепенно менялись. В начале приоритетными считались исследования поверхности кристаллического фундамента с целью установления его связи с нефтегазоносностью осадочного чехла. При этом было установлено, что исследование КФ – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.

Затем приоритетной задачей стали поиски залежей углеводородов в самих породах КФ. Но в процессе исследования при отсутствии методов обнаружения залежей эти исследования оказались весьма затратными и мало перспективными. Но не из-за отсутствия перспектив обнаружения крупных залежей углеводородов. Напротив, по воззрениям ряда ученых, УВ там на порядки больше, чем биогенной нефти в осадочном чехле. Но из-за отсутствия методов поисков нефти в КФ, больших глубин и особой сложности бурения, эти работы весьма затратны.

В процессе изучения возникло новое перспективное направление – поиски эндогенной нефти не в самих породах КФ, а в вышележащих осадочных отложениях, используя для этого гипотезу «подпитки» нефтяных месторождений осадочного чехла ресурсами УВ за счет притока флюидов по скрытым трещинам и разрывам, т.е. по флюидопроводящим каналам из единого глубинного мантийного источника за счет восходящей миграции (Трофимов и др., 2006). Все это позволило нам сформулировать новую стратегию нефтепоисковых работ, заключающуюся в следующем.

1. Основным направлением исследования нефтегазоносности фундамента считать изучение подводящих каналов, дающих возможность меньшими затратами через осадочный и проповерхностную зону фундамента получить сведения о наличии восходящих потоков глубинных флюидов.

2. Установление (прежде всего на крупнейших месторождениях) наличия и местоположения флюидоподводящих каналов с целью обоснования заложения специальных параметрических скважин с углублением в фундамент на сравнительно небольшую глубину (до первого разуплотненного интервала).

3. Опробование базальных осадочных толщ в специальной параметрической скважине и при получении положительных результатов (получения притока любого флюида) ввод ее в эксплуатацию при максимальной депрессии на пласт, с целью интенсификации притока из флюидопроводящего канала.

Вот это направление в настоящее время мы считаем главным в исследовании нефтегазоносности КФ и в перспективе обеспечения реального прироста запасов нефти в старых нефтедобывающих районах. В 2007 г. в РТ, впервые после начала рыночных реформ, были подсчитаны прогнозные ресурсы (ПР). Ранее, в советское время ПР подсчитывались раз в 5 лет и постоянно увеличивались. Но в 2007 г. в охватываемых подсчетом традиционно нефтеносных горизонтах девона и карбона снизились. Это крайне тревожный сигнал. Поэтому важнейшая геологическая идея XX столетия – идея «подпитки» сегодня оказывается востребованной. Она позволяет нам уверенно прогнозировать добычу нефти на планируемый период до 2030 г. без каких либо опасений оставить потомков без ценнейшего сырья – нефти и газа.

К сожалению, в настоящее время в стране целенаправленные работы по изучению нефтегазоносности фундаментальных платформенных областей в России по недомыслию чиновников, отвечающих за изучение недр, прекращены. А без государственной программы и финансирования ни одна нефтяная компания на это не будет тратить средств.

В советское время, несмотря на монопольное господство осадочно-миграционной биогенной теории нефтеобразования, на изучение глубинного строения недр выделялись достаточно большие средства, и была госпрограмма работ. В РТ эти работы тогда велись интенсивно по инициативе Татнефти и руководства республики. В годы рыночных реформ вначале, когда действовали отчисления компаний на ВМСБ, эти работы велись, но в гораздо меньших объемах, а затем после 2002 г. прекратились совсем. В 2010 г. Премьер-министром РТ Р.Н. Миннихановым при согласии генерального директора ОАО «Татнефть» Ш.Ф. Тахавудинова было решено пробурить одну специальную параметрическую скважину (хотя нужно было бы две – одну на канал, другую – вне его) на возможный флюидопроводящий канал на наиболее изученном и перспективном участке Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. В соответствии с этим решением после длительных дискуссий и целенаправленного изучения КФ и взаимосвязи его с осадочным комплексом на Ромашкинском месторождении было выбрано место заложения этой скважины (Рис. 2). С бурением этой скважины появляется надежда на реанимацию этого направления в РТ. Иначе никто в РФ этими вопросами заниматься не станет (очевидно, до смены геологического руководства страны). В то же время весьма консервативные в вопросах происхождения нефти американцы имеют большие шансы и возможности, как это произошло и в других вопросах, опередить Россию. Об этом говорит факт государственного финансирования этого направления работ в США.

Имеющиеся материалы перспективности архейско-протерозойского КФ Волго-Уральской НГП и палеозойского Западной Сибири красноречиво свидетельствуют о настоятельной необходимости его дальнейшего изучения с выделением для этого значительных объемов финансирования,

не менее 10 % от объема госфинансирования ГРР.

Следует подчеркнуть и другой аспект исследований КФ в РТ. Нефтяные месторождения не только подпитываются, но одновременно как любой живой организм непрерывно подвергаются разрушению. Результатами разрушения девонских и каменноугольных залежей являются тяжелые нефти и природные битумы (ПБ) пермских отложений Татарстана. Легкие нефти нижних горизонтов палеозоя мигрируя вверх по разрезу, окислялись и в ряде случаев из-за изменения реологических свойств превратились в покрывающую, способствующую большому сохранению залежей нефти нижележащих горизонтов. Там, где сформировались залежи ПБ достаточной мощности сохранность залежей нефти в нижележащих горизонтах (месторождения западного склона ЮТС восточного борта Мелекесской впадины) оказалась выше, чем на участках меньшего развития или отсутствия залежей ПБ, а заполненность Ромашкинской и структур Прикамья существенно ниже.

В РТ уже около 40 лет ведутся работы по исследованию богатейших ресурсов СВН и ПБ в пермских отложениях. В настоящее время составлена серьезная сводная программа освоения этих месторождений. Но без участия государства ее также невозможно решить, так как только на НИР и пилотные исследования нужно затратить до 2030 г. 800 млн. руб. А добыча СВН и ПБ возможна при обнулении всех налогов (за исключением налога на прибыль) на период окупаемости проекта.

Геологи Татарстана ждут реакции ответственных чиновников России на вышеизложенные геологические идеи и конкретные предложения.

Литература

- Баренбаум А. А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы. М.: 2007. 40.
- Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Муслимов Р.Х. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа*. М. 2004. 43-49.
- Кимельман С., Подольский Ю. ЭС: 2030: Игнорируя реалии. *Нефтегазовая вертикаль*. 2010. №19 (246). 20-26.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и его роль в формировании залежей нефти в осадочном чехле. *Мат-лы II между. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа»*. 1998. 150-151.
- Соколов В.А. Нефть. М. Недра. 1970.
- Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Зоны деструкций кристаллического фундамента – как потенциальные коллектора углеводородов больших глубин. *Георесурсы*. №1. 1999. 28-34.
- Трофимов В.А., Петров А.П., Волгина А.И. О локализации и изучении нефтеподводящих каналов. *Тез. между. конф. «Дегазация земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых»*. М.: Геос. 2006. 266-267.

R.Kh. Muslimov. **New geological ideas are the basis of progressive development of hydrocarbons mineral resource base in the old oil producing regions of Russia in the XXI century.**

The article deals with the current state of oil and gas exploration works in Russia, geological exploration issues and new prospective ways to achieve expanded reproduction of hydrocarbons mineral resource base. It proves the necessity of a serious study of oil and gas search and prospecting alternative objects.

Keywords: oil and gas exploration works, reserves, resources, crystalline basement, Romashkino oil field.

О ФАЗОВО-ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ НАФТИДОАККУМУЛЯЦИИ

В свете современных данных рассмотрены основные положения концепции главных фаз нефте- и газообразования. Показано, что базирующаяся на них схема генетически обусловленной фазовой дифференциации углеводородов не соответствует наблюдаемым в различных нефтегазоносных провинциях и бассейнах закономерностям. Помимо известных недостатков осадочно-миграционной теории, которая не может претендовать на роль парадигмы геологии нефти и газа в XXI ст., это объясняется тем, что в большинстве нефтегазоносных бассейнов мы сталкиваемся с суперпозицией разновозрастных залежей нефтей, связанных с различными источниками углеводородов и действием разных нефтидогенерирующих систем. Предложена принципиальная схема фазово-геохимической зональности нефтидоаккумуляции осадочной оболочки (стратисферы), с различными составляющими (фрагментами) которой мы сталкиваемся в тех или иных конкретных осадочных бассейнах.

Ключевые слова: нефть, генезис нефти, нефтидоаккумуляция, органическое вещество, катагенез, геохимическое преобразование, фазово-геохимическая зональность.

К наиболее крупным обобщениям в отечественной геологии нефти и газа, наряду с учением о нефтегазоносных бассейнах (НГБ), относится концепция «главной фазы нефтеобразования» (ГФН), которая в известной мере является эквивалентом термина «нефтяное окно», употребляемого зарубежными геологами-нефтяниками. Однако уровень его научной обоснованности намного выше. К тому же, в отечественной литературе понятие о ГФН, окончательно сформулированное около 40 лет назад (Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1969), было затем (Неручев и др., 1973) существенно дополнено понятием о главной фазе газообразования (ГФГ). Оба они составляют суть осадочно-миграционной теории – парадигмы геологии нефти и газа второй половины XX ст. Однако сохранение этой ее роли в текущем столетии, вопреки широко распространенным представлениям (Еременко, Чилингар, 1996; Словарь геологии нефти и газа, 1988), проблематично. Прежде, чем обосновать столь ответственное утверждение рассмотрим, суть этих понятий.

«ГФН – этап интенсивной генерации нефтяных углеводородов рассеянным органическим веществом осадочных пород» (Словарь геологии нефти и газа, 1988), основным механизмом которого является термолиз, что и обуславливает связь ГФН с определенным интервалом палеотемператур (80–170°C), приблизительно отвечающим концу протокатагенеза (завершение подстадии ПК₃, которое соответствует завершению буроугольной стадии углефикации) ПК₃ (Б₃) – МК₂ (Г). Во время ГФН «генерация метана протекает слабо» и тем не менее «происходит активный вынос (эмиграция) нефтяных углеводородов и в меньшей мере асфальто-смолистых веществ в водных или газовых (выделено автором статьи) растворах в пласты-коллекторы» (Словарь геологии нефти и газа, 1988). При этом «процессы генерации и эмиграции микро нефти идут сопряженно и одновременно», формируя залежи в коллекторах «вследствие перепада давления между ними и уплотняющимися глинами с РОВ», а при затруднении процессов эмиграции нефтяных углеводородов (УВ) – «и непосредственно в пористо-трещиноватых глинистых и глинисто-кремнистых материнских породах» (Словарь геологии нефти и газа, 1988). Из этого

следует, что ГФН в разрезе осадочного бассейна должна соответствовать «главной зоне нефтеобразования» (ГЗН), которая по степени антралификации отвечает интервалу Б₃ – Д – Г (вплоть до появления жирных углей), т.е. включает в себя нижнюю часть зоны протокатагенеза и основную часть зоны мезокатагенеза (МК₁, МК₂ и верхняя часть МК₃). Мощность ее определяется типом НГБ, возрастом доминирующего комплекса, характером эволюции геодинамического и геотермического режимов. По данным С.Г. Неручева и др. (Парпарова и др., 1981) она варьирует от 2–3 км на древних платформах до 3–6 км в глубоких впадинах и альпийских прогибах.

Если в трактовке природы и катагенетического диапазона ГФН (ГЗН) среди сторонников осадочно-миграционной теории (а это – значительная часть отечественных и большинство зарубежных геологов-нефтяников) особых расхождений нет, то более дискуссионным является понятие о ГФГ и главной зоне газообразования (ГЗГ). Интенсивность метанообразования при катагенезе рассеянного и концентрированного органического вещества осадочных формаций, как известно, характеризуется наличием, по крайней мере, двух максимумов (Парпарова и др., 1981; Словарь геологии нефти и газа, 1988). Первый из них связан с протокатагенезом, второй – с интервалом МК₃ – АК₁. Это отражается в распределении мировых запасов газа. Достаточно отметить, что именно в зоне протокатагенеза в высокопористых сеноманских песчаниках (верхняя часть покурской свиты) с высокими фильтрационно-емкостными свойствами сосредоточены массивные залежи газовых гигантов севера Западной Сибири (Уренгой, Бованенковское, Ямбург и др.), тогда как к нижней части зоны мезокатагенеза (МК₃ – МК₄) приурочены колоссальные месторождения на юге Ирана (Канган, Южный Парс, Варави, Монд, Агхар и др.) с массивными залежами во вторичных карбонатных коллекторах пермской свиты Хуфф. Поэтому одни исследователи (Б.П. Жижченко, С.П. Максимов, В.П. Строганов и др.) связывают ГФГ (ГЗГ) с протокатагенезом – началом (верхней частью) катагенеза, а другие (С.Г. Неручев, А.М. Акрамходжаев, Г.Э. Прозорович и др.) – с завершением мезокатагенеза – началом апокатагенеза (интервал МК₃ – АК₁), полемизируя между собой (Неру-

чев и др., 1973). Более логичной представляется точка зрения А.Э. Конторовича (1973), который вообще считает необоснованным выделение ГФГ (ГЗГ), и в то же время указывает на существование двух этапов (интервалов) газообразования, один из которых приурочен к ПК₃ – МК₁, а второй – к МК₄ – МК₅.

Наибольшее распространение получил позднекатагенетический вариант ГФГ (глубинно-катагенетический вариант ГЗГ) в объеме градаций МК₃ – АК₁ в интервале (палео)температур 180–250° (Неручев и др., 1973; Парпарова и др., 1981; Словарь геологии нефти и газа, 1988). В зависимости от тектонотипа бассейна, возраста доминирующего комплекса, эволюции геодинамического и геотермического режимов, ГЗГ (в понимании С.Г. Неручева) должна располагаться на глубинах «от 3,5–5 км на платформах до 6–9 км в глубоких впадинах платформ и в альпийских прогибах, но всегда примерно в одних и тех же грациях катагенеза: от конца МК₃ – начала МК₄ до АК₂» (Парпарова и др., 1981).

Сказанное убедительно свидетельствует о неоднозначной интерпретации обширного фактического материала по стадийности (зональности) геохимических преобразований органического вещества осадочных формаций в процессе катагенеза. Реальность этих преобразований не вызывает сомнений. Вместе с тем следует признать, что базирующаяся на генетических представлениях осадочно-миграционная теория (нефть и газ – продукты катагенетических преобразований органического вещества различных осадочных формаций), концепция ГФН – ГФГ плохо согласуется с наблюдаемой фазово-геохимической дифференциацией скоплений нефтидов в разрезе осадочного чехла – кристаллического фундамента и установленными закономерностями формирования нефтяных и особенно газовых залежей. В частности, такие расхождения в трактовке положения ГФГ (ГЗГ) относительно шкалы катагенеза не столько отражают недостаточную изученность динамики генерации метана растительной органикой осадочных отложений в процессе ее углефикации, сколько свидетельствуют о слабой изученности процессов улавливания катагенетического газа и формирования его промышленных гомогенных скоплений в резервуарах различного типа. Впрочем, это касается осадочно-миграционной теории в целом, наиболее слабым звеном, которой является неудовлетворительное обоснование закономерностей формирования нефтяных и газовых месторождений (залежей). Прежде всего, это относится к определению возраста залежей и длительности их формирования. Этот ключевой (наряду с источником УВ и характером процессов их миграции) вопрос современной нефтегазовой геологии все еще далек от своего решения.

Об истинном смысле понятия «фазы» применительно к нефтидогенезу – нефтегазоаккумуляции

Существующие прямые методы определения геологического возраста газовых (объемный, гелий-аргоновый) и нефтяных (по составу фракции низкокипящих УВ, по давлению насыщения и т.п.) крайне несовершенны и приводят к огромным погрешностям (как правило, в сторону непомерного завышения возраста месторождений и длительности их формирования). Еще в большей мере это

относится к разнообразным косвенным оценкам (определение времени главных фаз нефте- и газообразования по стадиям катагенеза, возраст формирования ловушек и т.п.). Следует подчеркнуть, что последовательное применение критериев осадочно-миграционной теории к палеозойским НГБ всегда дает результаты, свидетельствующие о геологической древности месторождений и большой длительности их формирования. Так, широко распространены представления о том, что многочисленные нефтяные и газоконденсатные залежи в нижнекаменноугольных комплексах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) сформировались в карбоне, нефтяные месторождения Припятской впадины – в позднем девоне, нефтяные и газовые месторождения юга Сибирской платформы – в позднем протерозое – кембрии и т.п. Совершенно другие выводы получены при определении возраста залежей нефтидов различного фазово-геохимического типа по сопутствующим им вторичным минерально-геохимическим и гидрохимическим новообразованиям (Лукин, 1999в; 1977). Причем наиболее подходящими объектами для этих определений являются Леляковское, Гнединцевское, Яблуновское, Скоробогатьковское и другие месторождения ДДВ, Усинское, Харьягинское, Возейское и другие месторождения Тимано-Печорской провинции, Астраханское, Карачаганак и Тенгиз – в Прикаспийской впадине и др., где наблюдаются парагенезы твердых битумов, асфальтов и тяжелых нефтей, нефтяных и газоконденсатных залежей с разнообразной стратиформной жильной минерализацией, эпигенетическими урановыми залежами, проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии. Это позволило сделать ряд прямых возрастных определений и выделить несколько разновозрастных фаз нефтидогенеза – нефтегазоаккумуляции (Лукин, 1997; 1999в), что в данной статье иллюстрируется на примере одного из самых больших на Украине Яблуновского месторождения, приуроченного к погребенному крупному палеозойскому поднятию в центральной части ДДВ (Рис. 1).

В частности, крупные залежи малых и тяжелых нефтей на некоторых из указанных месторождений в верхнебашкирских и московских песчаниках, судя по изотопному возрасту (250–280 млн. лет) и нарушенности допозднепермскими и дотриасовыми сбросами, образовались на рубеже карбона и перми.

Значительно более молодыми являются нефтяные залежи в верхнекаменноугольных – нижнепермских отложениях Леляковского, Гнединцевского и других месторождений ДДВ. Результаты изучения ореолов восстановления и пиритизации в вышележащих красноцветных отложениях (Лукин, 1977) свидетельствуют о том, что нижний возрастной предел времени их формирования – это граница среднего и позднего триаса.

Многочисленные газоконденсатные залежи центральной части ДДВ (включая Яблуновское, Скоробогатьковское, Рудовское, Перевозовское, Солоховское и другие месторождения) залегают преимущественно в интервале 4–6,5 км разновозрастных каменноугольных комплексов. Несмотря на морфологическое разнообразие ловушек (от типично антиклинальных до комбинированных и седиментационно-палеогеоморфологических), их залежи характеризуются проявлением аномально высоких (сверхгидростатических) пластовых давлений и наличием у залежей

оторочек опресненными (с минерализацией менее 20 мг/л) гидрокарбонатнонатриевыми водами. Последние, контактируя с хлоркальциевыми рассолами, представляют собой метастабильные образования, предельный возраст которых может быть рассчитан по уравнениям диффузионного выравнивания концентраций растворенных солей (Лукин, 2005). По этим расчетам он составляет существенно менее 1 млн лет, что находится в полном соответствии с присутствием залежей критического состояния и наличием геотермобарических аномалий.

Все изложенное свидетельствует о сложном многофазном характере процессов нефтегазообразования – нефтегазонакопления, широком возрастном диапазоне и кратковременности (мгновенности в геологическом смысле) формирования залежей различного фазово-геохимического типа. При этом намечается вполне определенная зависимость этого типа от возраста углеводородного скопления. В частности, все известные в ДДВ крупные скопления асфальтов, мальт и тяжелых нефтей (Яблуновское, Бугреватовское, Бахмачское, Холмское, Тваньское и др.) связаны с позднепалеозойскими, а все значительные по размерам залежи нефтей (Гнединцы, Леляки, Рыбальцы и др.) – с мезозойскими фазами нефтегазообразования, в то время как газоконденсатные и газовые залежи на глубинах свыше 4 км сформировались в постплиоценовое время.

Таким образом, реальный нефтегазоносный разрез – это суперпозиция разновозрастных скоплений нефтеидов

различного фазового состояния. Поэтому некорректно рассматривать его как катагенетически обусловленную последовательность генерации УВ, отвечающую единому этапу генерации нефти и газа на протяжении длительного прогибания. Именно несоответствие геологически длительных осадочно-миграционных механизмов нефтегазообразования высоким темпам формирования залежей является причиной противоречий существующих между реальной зональностью, наблюдаемой в различных НГБ, и зональностью, моделируемой в соответствии с представлениями о «генерации нефти и газа как образовании жидких и газообразных продуктов (в том числе УВ) в процессе катагенеза органического вещества осадочных отложений» (Словарь геологии нефти и газа, 1988).

Основные черты зональности нефтенакопления

Осадочно-миграционная теория, рассматривающая систему «осадочный бассейн → осадочно-породный бассейн → НГБ» как саморазвивающуюся и определяющая в качестве движущей силы этого саморазвития катагенетическое преобразование осадочного (концентрированного и рассеянного) органического вещества, базируется на колоссальном аналитическом материале по различным НГБ Мира. При этом установлена различная интенсивность генерации жидких и газообразных УВ на разных стадиях (градациях) катагенеза, что и является эмпирической

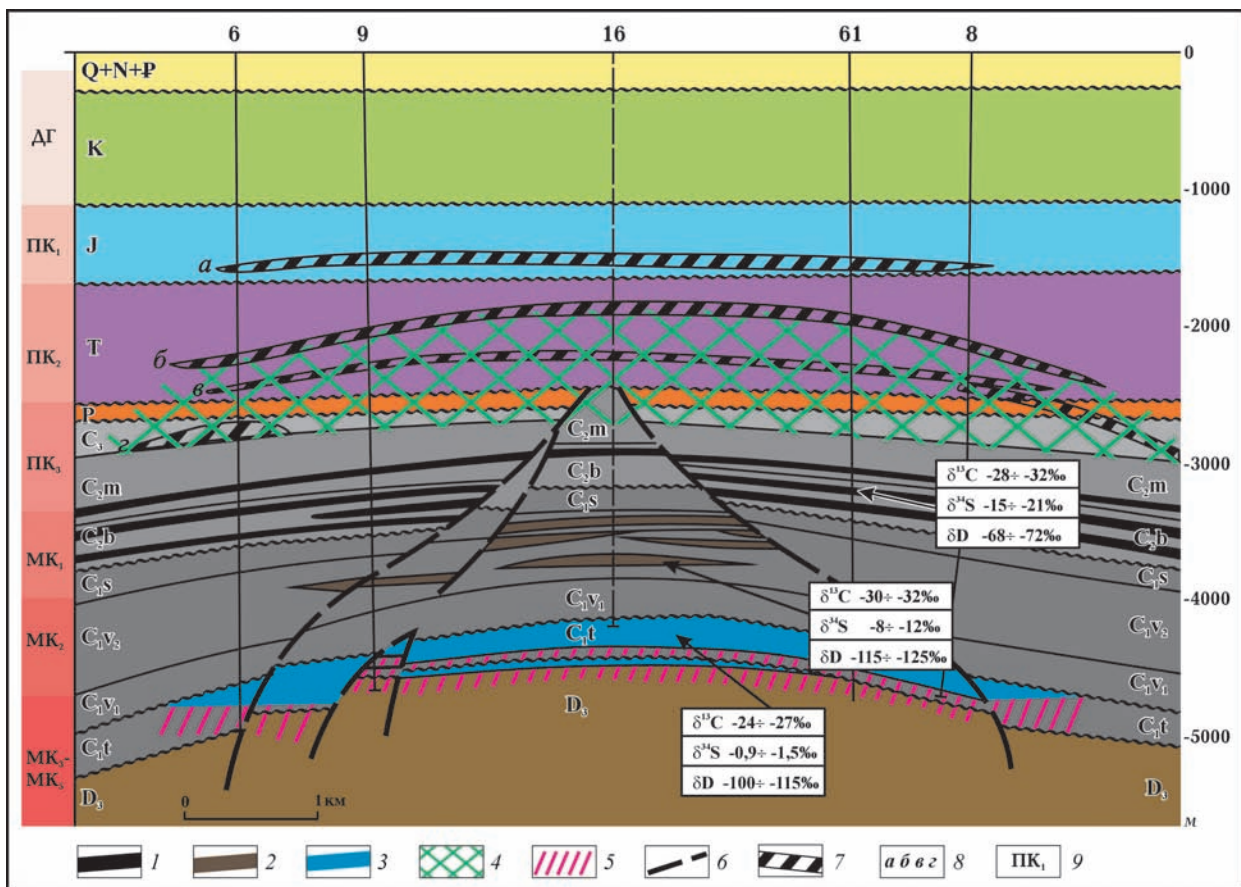


Рис. 1. Яблуновское (битумно-) нефтегазоконденсатное месторождение (ДДВ). Залежи: 1 – нефтебитумные (тяжелые высоковязкие нефти, мальты, асфальты), сформированные на рубеже карбона-перми, перми-триаса; 2 – нефтяные (рубеж среднего и позднего триаса, ранней и средней юры); 3 – газоконденсатные (возраст менее 100 тыс. лет); 4 – первичные ореолы восстановления красноцветов; 5 – оторочка конденсационными водами с низкой минерализацией; 6 – разрывные нарушения; 7 – ураноносная вторичная минерализация; 8 – определения изотопного возраста U-Pb методом: а – $180 \pm 2,5$ млн лет (J_1 - J_2), б – $230 \pm 2,5$ млн лет (T_2 - T_3), в – 250 ± 5 млн лет (P - T), г – 280 ± 5 млн лет (C_3 - P); 9 – стадии катагенеза.

основой выделения главных фаз (зон) нефте- и газообразования (Рис. 2, а). Согласно этой схеме, в разрезе бассейна с толщиной осадочных отложений свыше 3-4 км должна наблюдаться достаточно четкая зональность с выделением верхней преимущественно нефтеносной и нижней газоносной зон. Однако даже в таких глубоких прогибах, как Днепровско-Донецкий авлакоген, в центральном сегменте, которого – Днепровском НГБ (Лукин, 1997; Лукин, Шпак, 1991) – обеспечены все тектоно-геодинамические, седиментационно-формационные, органо-геохимические, геотермобарические факторы реализации нефтегазогенерирующего потенциала верхнедевонских и каменноугольных комплексов, фазово-геохимическая дифференциация УВ имеет существенно иной характер (Рис. 2, б). Наиболее примечательной чертой разреза Днепровского НГБ, в котором сосредоточены основные запасы нефти и газа Днепровско-Донецкого авлакогена, является доминирование первичных газоконденсатных систем (при большой роли залежей критического состояния – аномальных газоконденсатных систем с содержанием жидкой фазы до 1500-2500 см³/м³). На этом «газоконденсатном фоне» широко распространены гетерогенно-фазовые, а также нефтяные месторождения. Реже встречаются газовые (с содержанием метана свыше 90 %) залежи в пределах различных районов (северные окраины Донбасса, восточный сегмент южной прибортовой зоны, крайний юго-восток ДДВ и др.) в широком диапазоне глубин (1-5 км). Основные разведанные запасы газа сосредоточены в интервалах 1,5-2,0 и 3,5-4 км (соответственно 25,2 и 21,45 %), а на глубинах свыше 5 км эта цифра составляет 6,25 % (Атлас месторождений нефти и газа Украины, 1998). Начальные извлекаемые запасы конденсата приурочены к интервалам 3,5-4 и 4,5-5 км (соответственно 25,8 и 38,5 %). Таким образом, нет оснований говорить о существовании единой глубинно-катагенетической газовой зоны в ДДВ, если только не понимать под ней дисперсную (центрально-бассейновый, угольный газ) и водорастворенную газоносность, которая действительно соответствует определенному диапазону катагенеза (МК₃ – АК₂). Терминальные градации катагенеза (АК₃) и метагенез (выходящие на поверхность в центральной части открытого Донбасса нижнекаменноугольные породы, в частности, в районе свинцово-цинковых и золоторудных месторождений Нагольного кряжа) характеризуются проявлениями кислых газов смешанного состава (с повышенным содержанием CO₂, H₂S, N₂, H₂). Таким образом, Днепровско-Донецкий авлакоген, который в целом характеризуется чрезвычайно широким глубинным регионально-эпигенетическим (от начала протокатагенеза до метагенеза осадочных формаций – без учета промышленных нефтяных и газоконденсатных залежей в докембрийском кристаллическом фундаменте) диапазоном нефтегазоносности, наглядно демонстрирует отсутствие четкой катагенетически обусловленной фазово-геохимической дифференциации гомогенных скоплений (залежей) нефтей.

Что же касается других НГБ, то наблюдаемая фазовая зональность большинства из них гораздо сильнее отличается от канонов осадочно-миграционной теории по сравнению с ДДВ. Хорошо известен неоднократно отмечавшийся в литературе (Никонов, 1985; Словарь геологии нефти и газа, 1988) факт наличия среди НГБ Мира как преимуще-

ственно газоносных (в недрах таких прогибов, как Аркома, Сакраменто, Трансильванский, Нижнеиндский известны только залежи преимущественно сухого метанового газа), так и сугубо нефтеносных (Парижский, Маракаибский, Суэцкий, Припятский и др.). Наряду с этим широко распространены бассейны с фазово-гетерогенной нефтидоносностью, диапазон которой варьирует в широких пределах. Однако и среди них мы практически не найдем такого, который бы полностью укладывался в эталонную с точки зрения осадочно-миграционной теории схему.

В.Ф. Никонов предложил классификацию нефтегазоносных зон с выделением «классов газоносных, нефтеносных и смешанных земель» (Никонов, 1985). Будучи не достаточно полной в фазово-геохимическом отношении и не вполне лингвистически удачной, эта классификация, тем не менее, отражает важные особенности процессов нефтегазоакпления, которые не укладываются в представления осадочно-миграционной теории.

Все крупные нефтегазоносные провинции характеризуются латеральной фазово-геохимической зональностью нефтидоакпления. Примеры этого феномена общеизвестны: Западная Сибирь (сосредоточение нефтяных месторождений в Среднеширотном Приобье, а газовых гигантов – в ее северной части), Тимано-Печорская провинция (преобладание нефти в Печоро-Колвинском, Хорейвер-Морейорском бассейнах и сосредоточение газовых месторождений в Северо-Предуральском прогибе) и т.д.

Максимально широким диапазоном фазово-геохимической дифференциации нефтидоакпления (от сосредоточенных на моноклиналиях и некоторых крупных сводах колоссальных скоплений высоковязких нефтей и битумов до легких нефтей, газоконденсатов и сухих метановых газов) характеризуются Западно-Канадская, Оринокская, Волго-Уральская, Восточно-Сибирская провинции.

Впечатляют масштабы фазово-геохимической дифференциации нефтидоакпления в пределах Месопотамской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах Аравийского полуострова и Персидского залива. Среди 215 известных здесь месторождений 75 (60 нефтяных и 15 газовых), согласно классификации ВНИГРИ (Словарь геологии нефти и газа, 1988), относятся к крупнейшим, гигантским и уникальным. При этом основные запасы нефти сосредоточены в мезозойских (юра, мел) и палеогеновых комплексах на платформенном борту, тогда как газовые гиганты (Канган, Парс, Южный Парс и др.) приурочены к пермскому (свита Хуфф) газовому бассейну прикладчатого борта Предзагорского прогиба.

Не менее ярко указанная закономерность проявляется и в пределах нефтегазоносных регионов Украины.

Припятско-Днепровско-Донецкая провинция, к которой относится Восточный нефтегазоносный регион, включает в себя: Припятский нефтеносный, Деснянский нефтегазобитумоносный, Днепровский нефтегазоносный (с исключительным разнообразием преобладающих в этом НГБ газоконденсатных систем) и Донецкий газоносный бассейны (Лукин, 1997; Лукин, Шпак, 1991). В данном случае тектоно-геодинамическая дифференциация единого палеозойского палеорифтового прогиба на самостоятельные бассейны завершилась фазово-геохимической дифференциацией нефтидоакпления.

Совершенно другой характер пространственно-времен-

ной фазовой дифференциации УВ демонстрирует Западный нефтегазоносный регион, приуроченный, подобно Месопотамской провинции, к области сочленения древней платформы и складчато-орогенной системы, включая в себя Днестровский перикратон, Львовский палеозойский прогиб, Предкарпатский мезокайнозойский прогиб, сложнопостроенные Складчатые Карпаты и Закарпатский прогиб. Здесь промышленная нефтеносность и битумы (преимущественно озокериты, а также церезины и парафиниты) сосредоточены во Внутренней (Бориславско-Покутской) зоне Предкарпатского прогиба. Остальные тектонические зоны Западного региона преимущественно газоносны. Несмотря на неравномерную изученность и, в частности, на весьма низкую плотность глубокого бурения в пределах обширной перикратонной области (Днестровский перикратон, внешняя и внутренняя зоны Львовского прогиба, Рава-Русская зона), основные черты этой зональности вряд ли изменятся. Конечно, в результате глубокого и сверхглубокого бурения возможны коррективы фазово-геохимической нефтегазоносности в пределах Львовского и Предкарпатского прогибов. Так, в Бильче-Волицкой зоне под интервалом сосредоточения многочисленных вторично-газоконденсатных и газовых залежей, основная часть которых приурочена к сармату, намечается этаж нефтеносности, связанный с нижнемеловыми и юрскими отложениями. Однако при этом еще больше возрастает несоответствие базирующейся на осадочно-миграционной теории схемы реальным пространственно-временным соотношениям нефте-, газонакопления.

Более сложный, но еще более удаленный от канонической схемы характер имеет пространственно-временное распределение газовых, газоконденсатных, нефтяных и битумных залежей в пределах Южного (Азово-Черноморского) региона, что отражает более сложный, коллажный характер его тектоники. В Придобруджинском прогибе, входящем в состав Балтийско-Преддобруджинской нефтегазоносной провинции, как и в Балтийской синеклизе, пока известны только нефтяные месторождения с залежами в палеозойских отложениях. На северо-западном шельфе Черного моря сосредоточены газоконденсатные и газовые месторождения, с залежами преимущественно в палеогене, тогда как в пределах западного шельфа (в частности, в румынском секторе) открыт ряд нефтяных месторождений (крупные зоны нефтегазоносности в нижнем мелу). В пределах прикерченского шельфа на поднятии Субботина открыто нефтяное месторождение, залежи которого приурочены к песчаникам майкопской свиты. «Смешанный» (по В.Ф. Никонову) характер нефтегазоносности ярко проявляется в пределах Керченского полуострова, где открыто 6 нефтяных, 4 газовых, 2 газоконденсатных и 1 нефтегазовое месторождения с различным количеством залежей в разновозрастных неогеновых отложениях. При этом какая-либо вертикальная зональность в распределении нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей отсутствует, равно как и латеральное размещение нефтеносных и газоносных структур не обнаруживает признаков какой-либо закономерной группировки. Подобный характер имеет и нефтегазоносность Северного Крыма, хотя здесь преобладают газоконденсатные и газовые месторождения (из 14 месторождений – 7 газоконденсатных, 5 газовых, 1 нефтяное и 1 нефтегазовое). В Азовском

море известны только газовые месторождения.

В целом можно заключить, что в большинстве провинций и бассейнов ГЗН и ГЗГ не выделяются, в то время как районирование нефтегазоносных территорий по фазовому состоянию скоплений УВ имеет достаточно четкий характер, надежную эмпирическую основу, обнаруживает явную связь со структурно-тектоническим районированием и, в конечном счете, определяется тектоногеодинамической эволюцией региона.

Тем не менее, определенная фазово-геохимическая зональность нефтегазоносности бесспорно существует. Учитывая современные данные по глобальной геохимии, петрологии и геофлюидодинамике (работы Н.Л. Добрецова, Ф.А. Летникова, А.А. Маракушева и др.), а также признаки участия суперглубинных флюидов в нефтегенезе (Лукин, 2006; Лукин, Пиковский, 2004), можно предположить существование определенной иерархичности этой зональности. Земля в целом и каждая из ее геосфер бесспорно обладают определенной зональностью флюидосферы, включая газообразные и жидкие УВ с их производными (об этом свидетельствуют данные изучения флюидных включений в ксенолитах мантийного вещества, фазово-геохимические расчеты и т.п.). Такой зональностью обладает и литосфера. Открытие нового этажа нефтегазоносности (по-видимому, с преобладанием нефти над газом), приуроченного к «гранитному слою» (Арешев и др., 1997), является важным шагом в ее изучении. Однако для литосферы, не говоря о более глубоких геосферах и Земле в целом, пока можно предлагать сугубо гипотетические схемы. Моделирование зональности нефтегазоносности на современном уровне наших знаний о закономерностях распределения с глубиной запасов различных нефтегазовых скоплений возможно лишь для осадочной оболочки (стратисферы). Это распределение коренным образом отличается от схем, базирующихся на представлениях о ГФН – ГФГ (Рис. 2, а), не только существенно иным набором зон и их более широким фазово-геохимическим диапазоном, но и пространственно-временным (латерально-вертикальным) характером (Рис. 3). Сама схема базируется на фактических данных, имеет эмпирический сводный характер и не связана с понятиями ГФН – ГФГ. В конкретных НГБ наблюдаются различные ее фрагменты. Отсутствие тех или иных зон обусловлено особенностями формационного состава, геотермического режима и гидрогеологии. Вместе с тем в результате бурения новых глубоких и сверхглубоких скважин могут быть выявлены ранее неизвестные в данном регионе зоны, выделенные в сводной схеме. Последняя приобретает, таким образом, значение эталона, позволяющего оценить углеводородный потенциал бассейна в целом и его отдельных комплексов в конкретных геологических, геотермобарических и гидрогеологических условиях.

Верхним элементом данной схемы является впервые выделяемая **главная зона битумонакопления**. Глубина ее залегания – 0-700 м. В этом интервале сосредоточено свыше 99 % разведанных мировых запасов высоковязких нефтей, малт, асфальтов, асфальтитов, озокеритов и других битумов. Можно с уверенностью полагать, что дальнейшее глубокое бурение не внесет коррективов в распределение битумов и высоковязких нефтей с глубиной. Поэтому, в отличие от всех других, эту зону действительно можно именовать главной. Далеко не каждый НГБ является

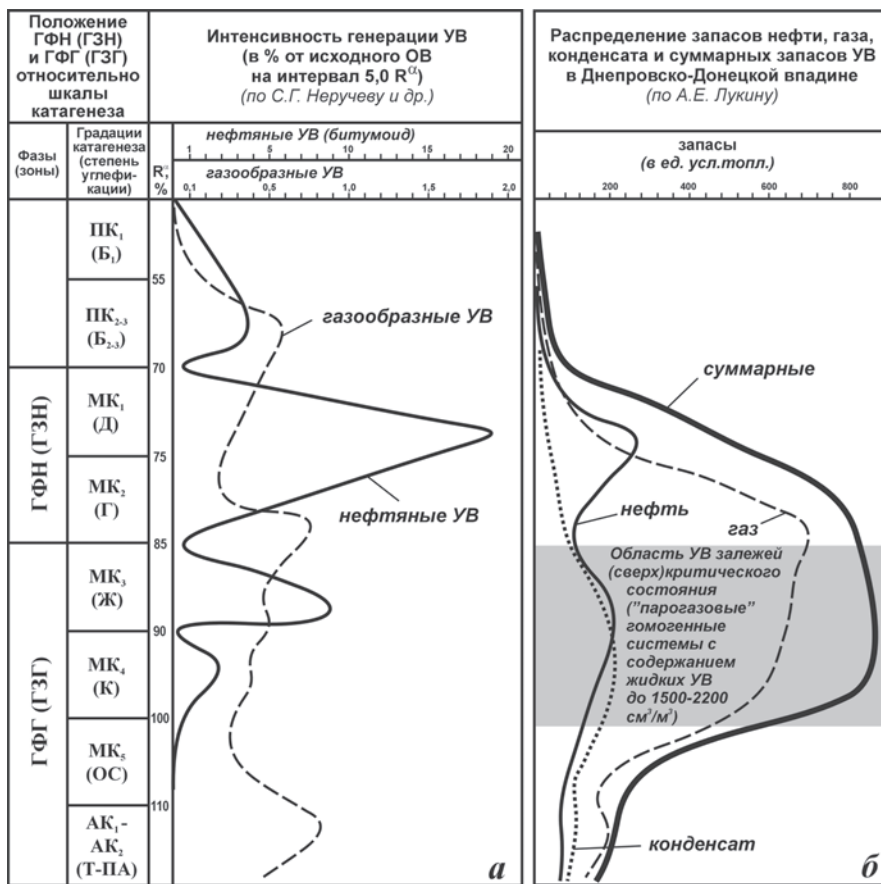


Рис. 2. Сопоставление общей схемы катагенетической зональности нефтидоакпления в соответствии с концепцией главных фаз нефте- и газообразования (а) и наблюдаемой в ДДВ зональности распределения залежей углеводородов (б).

битумоносным. Наиболее крупные ареалы битумонакопления (Атабаска, Вабаска и другие месторождения на гомоклинали Альберта в Западной Канаде, битумный пояс Ориноко и др.) приурочены к областям перикратонных опусканий и передовым прогибам. В фациально-палеогеографическом отношении битумоносные комплексы связаны с авандельтовыми и прибрежно-морскими отложениями. В отличие от других зон данной схемы, главные зоны битумонакопления связаны в основном с древними процессами (не считая киров, образующихся в настоящее время при разрушении некоторых нефтяных месторождений в различных НГБ). Формирование в этих условиях колоссальных скоплений битумов труднообъяснимо с точки зрения как осадочно-миграционных, так и абиогенно-мантийных представлений. Наиболее приемлемым объяснением их формирования является связь с трансгрессивно-мигрирующим микробиологическим (метанотрофные сульфатредуцирующие бактерии) барьером (Рис. 4), обусловленным разрушением морских депрессионных (палео)газогидратных скоплений и длительной восходящей миграцией метана в дельтах крупных рек и прибрежно-морских фациях (Лукин, 2007). В таком случае венчающая схему латерально-вертикальной фазово-геохимической зональности нефтидоносности главная зона битумонакопления является производной латерально смещенной относительно нее **зоной морского газогидратонакопления**, но, естественно, не современной, а древней (в частности, накопление битумов Атабаски, Вабаски, Пис-Ривер происходило в мелу). На современном (голоценовом) этапе эта зона приурочена преимущественно к верхней части

(мощностью 100-500 м) толщи морских осадков при глубинах воды от 200 м (в условиях Приполярья) до 500-700 м (в экваториальных областях) (Макогон, 2003). На более древних этапах геологической истории палеоглубины, толщины и площади развития зон газогидратообразования варьировали в широких пределах, существенно расширяясь (талассократические эпохи образования черных сланцев, писчего мела и т.п.) или резко сокращаясь (геократические эпохи накопления красноцветов, эпохи оледенения и т.п.) по сравнению с голоценом.

Ниже, в интервале глубин 800-3500 м расположена **оптимальная зона нефтегазонакопления**. По современным данным в этой зоне сосредоточено около 95 % разведанных (доказанных) мировых запасов нефти и газа. Почти тридцать лет назад эта цифра составляла около 98 % (Никонов, 1985). Таким образом, пока глубокое и сверхглубокое бурение не внесло кардинальных изменений в распределение запасов с глубиной, хотя на больших глубинах открыт ряд крупных месторождений. Существование этой зоны объясняется оптимальным сочетанием высоких фильтрационно-емкостных свойств разновозрастных песчаных и рифогенно-карбонатных коллекторов с высокими экранирующими свойствами

малопроницаемых толщ (сметитовые и сметит-гидро-слюдистые глины, соль) и благоприятным для сохранения залежей гидрогеологическим режимом. В большинстве НГБ именно в этом интервале находится зона весьма затрудненного водообмена, тогда как на больших глубинах появляются признаки глубинной гидрогеологической инверсии (Лукин, 2005). Данная зона отличается большим фазово-геохимическим разнообразием скоплений УВ. Они представлены разнообразными нефтяными, газоконденсатными (преимущественно вторичными) и газовыми, а также фазово-гетерогенными залежами. При этом соотношение между жидкими и газообразными УВ, как отмечалось, варьирует в широких пределах – от существенно нефтеносных (с большими вариациями газового фактора) до существенно газоносных (с различной степенью жирности газа) НГБ. Следует подчеркнуть, что именно в этой зоне наиболее ярко проявляется суперпозиция разновозрастных (от древних: позднепалеозойских, мезозойских и кайнозойских – до недавних и современных) углеводородных залежей.

В интервале от 3500 до 6500 м, а в отдельных НГБ, возможно, и глубже находится зона преобладания первичных газоконденсатных залежей. Она выделяется в НГБ с повышенной (до 7-8 км и более) толщиной осадочных полифациальных отложений. Эталонем в этом отношении может считаться центральная часть ДДВ (Днепровский НГБ), где основной объем этой зоны приходится на нижнекаменноугольный этаж нефтегазоносности. Здесь открыто 96 месторождений с залежами УВ на глубинах вы-

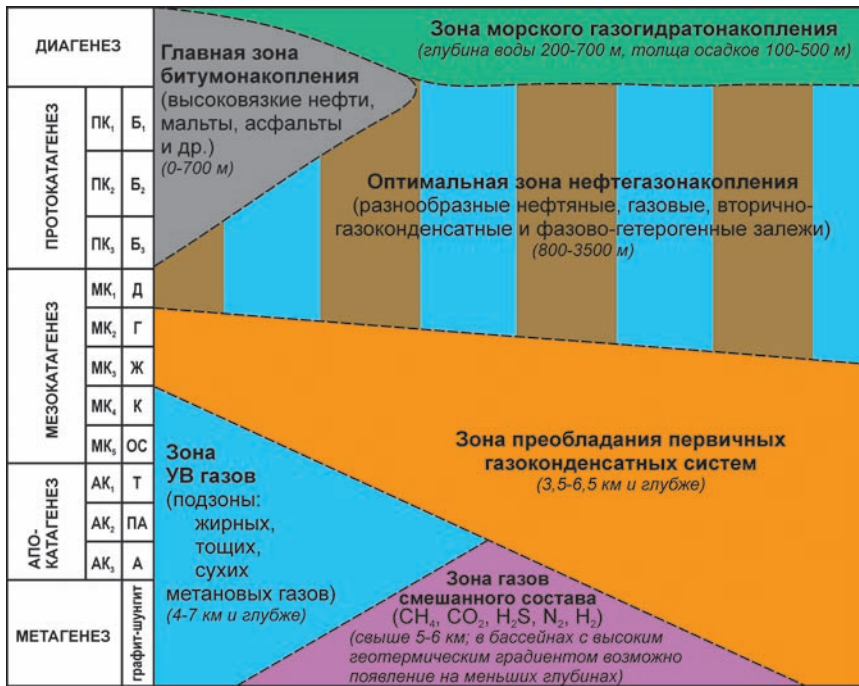


Рис. 3. Сводная схема зональности нефтенакопления в осадочной оболочке (стратифере).

ше 4 км. Газоконденсатные залежи 43 месторождений ДДВ с суммарными запасами категорий А+В+С₁ свыше 300 млн т условного топлива залегают глубже 5 км. Газоконденсатные системы отличаются здесь уникальным разнообразием и, в частности, присутствием метастабильных парогазовых залежей критического состояния. Аномальному развитию первично газоконденсатной зоны здесь способствовал ряд факторов: «растянутый» характер шкалы катагенеза (благодаря этому явлению, в частности, связанному с наличием мощных толщ нижнепермской каменной соли, на глубинном срезе -5 км преобладают показатели сравнительно невысокой – МК₂, МК₃ – степени катагенеза), широкое распространение вторичных коллекторов в кварцевых песчаниках и известняках, присутствие хорошо выдержанных толщ (пачек) с высокими изолирующими свойствами. Судя по аномально тяжелому изотопному составу углерода конденсатов ($\delta^{13}C$ -25÷-19‰),

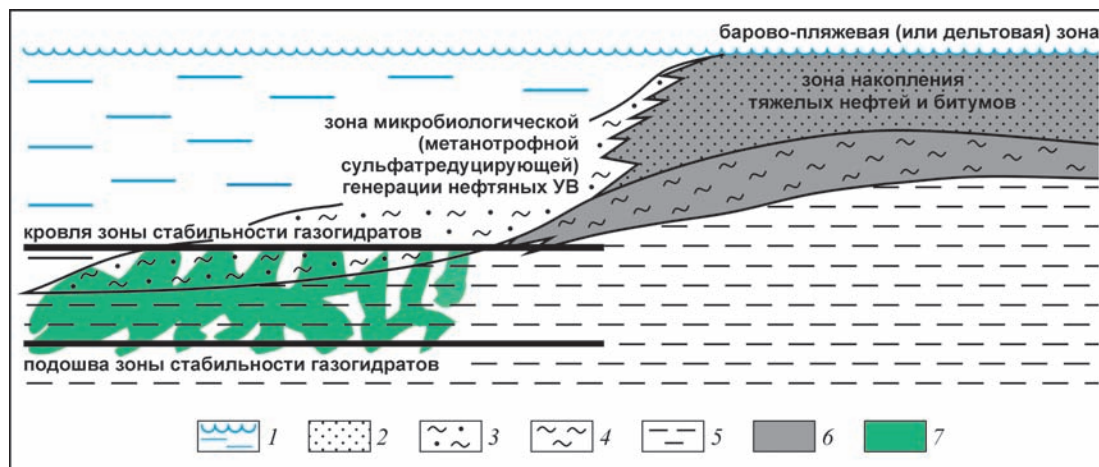


Рис. 4. Принципиальная схема микробиологического образования тяжелых высоковязких нефтей и битумов за счет метана разрушающихся газогидратных скоплений (взаимосвязь главной зоны битумонакопления и зоны морского газогидратообразования). 1 – морская вода; 2 – пески; 3 – песчано-алевритовые илы; 4 – алевропелитовые илы; 5 – пелитовые илы; 6 – зоны накопления тяжелых высоковязких нефтей (мальт – асфальтов – асфальтитов); 7 – газогидратные скопления.

ведущую роль в формировании первичных газоконденсатных систем играют (супер)глубинные флюиды (Лукин, 2006; Лукин, Пиковский, 2004). Это подтверждается тесной связью газоконденсатных систем (особенно критического состояния) с проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии (Лукин, 2005; 1997).

Гипсометрический диапазон зоны первичных газоконденсатных систем может варьировать в широких пределах. Изотопные данные (уже упоминавшаяся аномальная утяжеленность углерода, повышенные содержания дейтерия, а также ранее установленная (Лукин, 1999а) близость $\delta^{34}S$ метеоритному стандарту), присутствие во вторичных коллекторах, вмещающих газоконденсатные залежи, дисперсных частиц разнообразных самородных металлов, карбидов и силицидов (Лукин, 2006), гидрогеохимические особенности сопутствующих первичным газоконденсатным системам

маломинерализованных вод (высокие концентрации бора, ртути, РЗЭ, сидерофильных металлов, особенности изотопного состава) (Лукин, 2005) свидетельствуют о том, что взаимодействие пород и растворов нефтегазоносных комплексов с высокоэнтропийными (супер)глубинными флюидами в данном случае характеризуется максимальным участием энергии и вещества последних в активизации углеводородно-генерирующих систем (Лукин, 1999б). Генерационная роль водно-породного субстрата в этом взаимодействии убывает по мере повышения степени регионально-эпигенетических взаимодействий. Для формаций осадочного чехла и, в частности, для гидрокарбонелитов (black shales) можно предполагать, что в апокатагенезе – метагенезе роль мобилизованных УВ резко снижается, и зона первичных газоконденсатов сменяется зоной углеводородных (жирных – тощих – сухих) газов. Следует еще раз подчеркнуть, что речь идет о зональности в разрезе осадочных формаций. Взаимодействие суперглубинных флюидов с «гранитным слоем» литосферы и, в част-

ности, его верхней аккреционной частью – разновозрастным кристаллическим фундаментом имеет существенно иной характер в связи со спецификой минералогии и геохимии субстрата (различные магматические и метаморфические породы с разнообразными флюидными включениями).

Благодаря проявлениям глубинной гидрогеологической инверсии ха-

рактически зональности глубоких горизонтов НГБ дополнительно усложняется. В ДДВ глубокое бурение в основном не вышло из зоны первичных газоконденсатных систем. Месторождения в наиболее погруженной центральной части ДДВ (Перевозовское, Кошевойское, Комышнянское, Яблунновское и др.) с визейскими и турнейскими продуктивными горизонтами на глубинах 5500-6500 м являются газоконденсатными. Изотопия С, Н и S, состав газообразных УВ (высокие содержания этана, пропана, бутана, пентана), термобарические параметры залежей (Лукин и др., 1981) свидетельствуют о том, что это типичные первичные газоконденсатные системы.

Расположенная под первично-газоконденсатной углеводородно-газовая зона, вскрытая на отдельных месторождениях центральной и восточной частей ДДВ (Мачехское, Кобзевское и другие месторождения), находится гипсометрически выше наиболее погребенных газоконденсатных залежей указанных месторождений в центральной части ДДВ. Здесь мы имеем дело с апикальными частями сложной по своему «рельефу» границы (точнее, границы-интервала) между двумя этими зонами. Так, на Мачехском месторождении (Рис. 5) массивная газовая залежь в турнейских карбонатных коллекторах вскрыта в интервале 5135-5555 м. Для нее характерно anomalно повышенное пластовое давление (94,9 мПа на глубине 5208 м в скв. 500 – максимальный из известных в настоящее время в ДДВ коэффициент аномальности). Потенциальное содержание конденсата около 10 см³/м³, содержание метана – 95, этана – 2,97, пропана – 0,11, бутана – 0,09, пентана – 0,06 %.

Таким образом, газ находится на границе сухого и тощего. Данные по некоторым другим газовым месторождениям ДДВ, термобарические и гидрогеологические условия которых тоже свидетельствуют о принадлежности к углеводородно-газовой зоне, характеризуются значительными колебаниями потенциального содержания конденсата (10-90 см³/м³), этана и более тяжелых газообразных УВ. Это подтверждает постепенность перехода между первично-газоконденсатной и газовой зонами, а также сложную гипсометрию этой границы-интервала.

Дальнейшее (сверх)глубокое бурение позволит изучить взаимоотношение первично-газоконденсатной и углеводородно-газовой зон. При этом в составе последней возможно выделение **подзон жирного, тощего и сухого газа**.

Выделение нижней в данной сводной схеме **зоны газов смешанного состава** (СН₄, СО₂, Н₂С, N₂, Н₂ – в различных соотношениях) базируется на весьма ограниченных данных. Такие кислые газы появляются на разных глубинах, в зависимости от конкретных геологических, термобарических и гидрогеологических условий. В НГБ с повышенным геотермическим градиентом и большой ролью карбонатных и депрессионных гидрокарбонатных формаций СО₂ и Н₂С могут появляться в повышенных концентрациях на глубинах менее 2-3 км (Лукин, 2005). Так, на газовом месторождении Лак в Аквитанском НГБ, где газоносные коллекторы представлены верхнеюрско-неокомскими известняками, доломитами, а также черными мергелями с песчаными линзами (все эти породы образуют единый, хотя и литологически гетерогенный массивный резервуар в интервале глубин 3300-5270 м), в составе жирного (содержание конденсата 25 см³/м³) газа, наряду с СН₄ (70 %) и более тяжелыми УВ (5 %), отмечено anomalно высокое содержание Н₂С (17 %) и СО₂ (9 %).

На Оренбургском месторождении (зона сочленения Прикаспийской впадины и Предуральяского краевого прогиба), газовые и газоконденсатные залежи которого приурочены к подсолевым среднекаменноугольно-артинским карбонатным породам, в составе жирного газа (содержание этана и более тяжелых УВ до 5 %) отмечены высокие содержания азота (4,6 %) и Н₂С (4,57 %). Содержание СО₂ значительно меньше (до 0,83 %).

Аномально высокие содержания явно глубинных по изотопным характеристикам СО₂ (20-22 %), Н₂С (20-24%), а также N₂ (до 3 %) установлены в газе

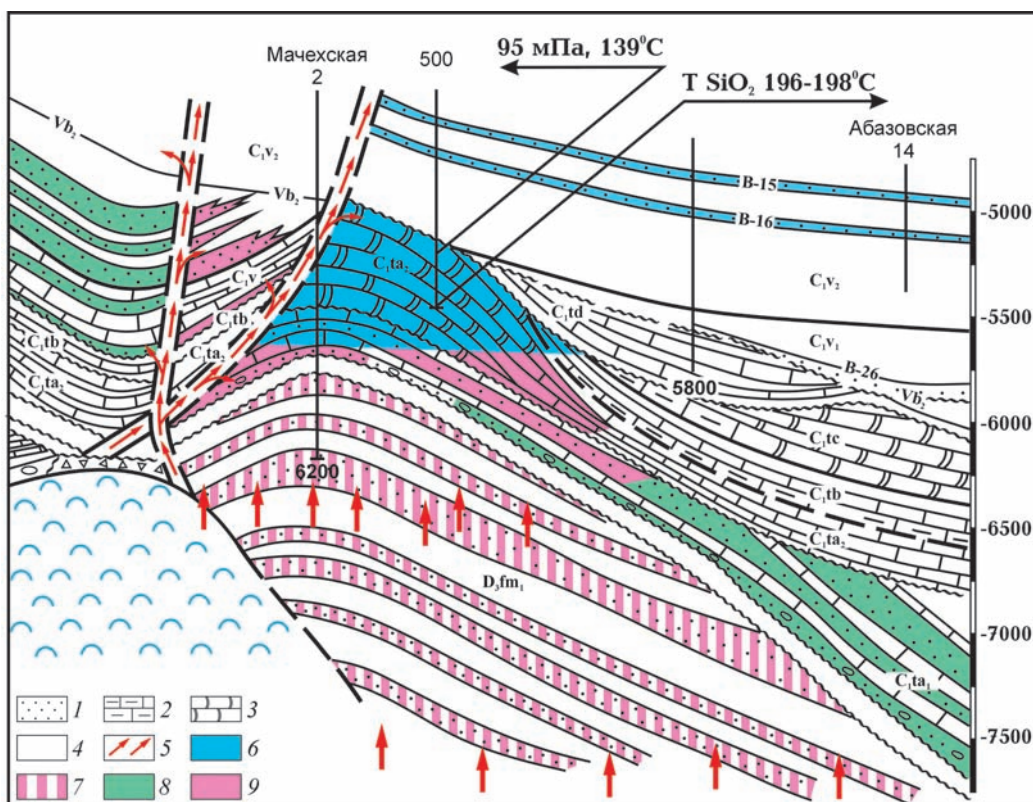


Рис. 5. Глубинная гидрогеологическая аномалия на Мачехском газовом месторождении (ДДВ). 1 – песчаники; 2 – глинистые известняки; 3 – рифогенные карбонаты; 4 – алевроглинистые отложения; 5 – движения глубинных сверхкритических водно-углеродных флюидов; 6 – газоконденсатные залежи; 7 – предполагаемые залежи критического состояния; 8 – рассолы хлоркальциевого типа; 9 – маломинерализованные конденсационные воды гидрокарбонатнонатриевого типа с повышенными содержаниями бора, ртути, кремния и др.

уникального Астраханского газоконденсатного месторождения, сводовая пластовая залежь которого приурочена к трещинно-кавернозно-вторичнопоровым известнякам и доломитам нижнебашкирской карбонатной платформы (3900-4100 м) на одноименном своде.

Во всех этих случаях мы наблюдаем активное взаимодействие самой нижней зоны газов смешанного состава с вышележащей углеводородно-газовой (месторождение Лак) или даже первично-газоконденсатной (Оренбургское, Астраханское месторождения) зонами.

Более четко последовательность зон проявляется в Делавэрском НГБ (Лукин, 1997). Он входит в состав Пермской нефтегазоносной провинции, в которой около 90 % доказанных запасов приурочено к зоне оптимальной нефтегазоносности до глубин 3000-3500 м. Она включает в себя два верхнепалеозойских этажа нефтегазоносности. Около 70 % запасов нефти и газа сосредоточены в нижнепермских карбонатных и песчаных коллекторах нижней перми под верхнепермской соленосной толщей Очоа и около 20% – в пенсильванских известняках под нижнепермской глинистой толщей Вулфкемп. В средне- и нижнепалеозойских отложениях (3500-7000 м) выделяются зоны: первично-газоконденсатная и метановых газов различной степени жирности (сухости). Последняя практически совпадает с толщей (300-450 м) доломитов Элленбергер, залегающей непосредственно на кристаллическом фундаменте в интервале 7550-8000 м, где открыт ряд залежей преимущественно тощего и сухого метанового газа. К доломитам Элленбергер приурочена залежь крупнейшего газового месторождения Гомес. Сухой метановый (содержание CH_4 – 95,5 %) газ этой залежи характеризуется повышенным содержанием азота (3,3 %) и углекислого газа (1 %). Это позволяет предполагать, что в более глубокозалегающих доломитах углеводородно-газовая зона (подзона сухих газов) сменяется зоной смешанных газов.

Заключение

Неполнота схемы зональности (фактически две зоны: нефтеносная и газоносная), базирующейся на концепции ГФН – ГФГ, и ее несоответствие наблюдаемым закономерностям свидетельствуют не столько о недостатках осадочно-миграционной теории, сколько о принципиальной невозможности дедуктивного построения такой схемы на основе тех или иных генетических представлений. А это обусловлено тем, что в большинстве НГБ мы сталкиваемся с суперпозицией разновозрастных залежей, связанных с различными источниками УВ. Именно изучение их пространственно-временных соотношений должно послужить основой современной теории нефтидогенеза. В этом заключается теоретическое значение предложенной схемы. Поскольку она базируется на обширном фактическом материале, ее сопоставление с зональностью конкретных бассейнов (провинции, региона) позволяет судить о перспективах тех или иных интервалов разреза, недостаточно освещенных данными бурения. Так, применительно к нефтегазоносным регионам Украины можно вполне определенно говорить о:

- 1) значительных нереализованных перспективах битуминосности бортов Днепровско-Донецкого авлакогена, перикратонных областей Западного и Южного регионов;
- 2) распространении первично-газоконденсатных систем

в центральной части ДДВ на глубинах свыше 6-7 км;

3) большом, далеко не полностью реализованном углеводородном потенциале оптимальной зоны нефтегазоаккумуляции в Южном, а также Западном регионах.

Литература

- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.П. и др. Гранитный слой земной коры как новый нефтегазоносный этаж литосферы. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 1. 1997. 11-13.
- Атлас месторождений нефти и газа Украины. Львов. Т. 1. 1998.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Изв. АН СССР. Сер. геол.* № 11. 1967. 135-156.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования. *Вестник МГУ. Сер. 4. Геология.* № 6. 1969. 3-27.
- Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. Москва: Наука. 1996. 176.
- Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность. *Геологический журнал.* № 2. 2005. 44-61.
- Лукин А.Е. Литогединамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наукова думка. 1997. 220.
- Лукин А.Е. О геодинамически обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефти и конденсатов нефтегазоносных регионов Украины. *Докл. РАН.* Т. 369. № 3. 1999а. 351-353.
- Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геологический журнал.* № 1. 1999б. 30-42.
- Лукин А.Е. О роли процессов газогидратообразования в формировании нефтегазоносных бассейнов. *Геологический журнал.* № 2. 2007. 7-29.
- Лукин А.Е. О фазах нефтидогенеза – нефтегазоаккумуляции. Т. 369, № 2. 1999в. 238-240.
- Лукин А.Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер. *Геологический журнал.* 2006. № 4. С. 17-46.
- Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. Москва: Недра. 1977. 102.
- Лукин А.Е., Дзюбенко А.И., Соколенко В.И. Закономерности фазовой дифференциации углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине. *Условия формирования газоконденсатных месторождений в нефтегазоносных бассейнах СССР.* М: Недра. 1981. 99-109.
- Лукин А.Е., Пиковский Ю.И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании. *Геологический журнал.* № 3. 2004. 34-45.
- Лукин А.Е., Шпак П.Ф. Глубинные факторы формирования Припятско-Днепровско-Донецкой системы нефтегазоносных бассейнов. *Геологический журнал.* № 5. 1991. 27-38.
- Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. *Рос. хим. журн.* Т. 47. № 3. 2003. 70-79.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газобразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ. *Геология и геофизика.* № 10. 1973. 14-17.
- Никонов В.Ф. Тектонические особенности размещения крупных зон нефте- и газонакопления разного качественного состава в осадочных бассейнах. *Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции.* Москва: Наука. 1985. 198-202.
- Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др. Катагенез и нефтегазоносность. Ленинград: Недра. 1981. 240.
- Словарь геологии нефти и газа. Ред. В.Д. Наливкин. Ленинград: Недра. 1988. 680.

A.E. Lukin. To the question of phase-geochemical zonation of naphthides accumulation.

The basic concepts of oil and gas generation the main phases are considered in the light of recent data. It is shown that the based on the concepts, scheme of hydrocarbons genetically determined phase differentiation does not comply with the regularities observed in

ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ КАК СПОСОБ ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПОДВОДЯЩИХ КАНАЛОВ

На основе геолого-геофизических и промысловых данных представлено пространственное положение нефтеподводящих каналов и предложен способ их точной локализации, базирующийся на горизонтальном бурении. На Миннибаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения рекомендована скважина и основные ее параметры для целенаправленного вскрытия нефтеподводящих каналов и получения новой информации по кристаллическому фундаменту.

Ключевые слова: нефтеподводящие каналы, горизонтальное бурение, Ромашкинское месторождение.

Все больше фактических данных, свидетельствующих о современной подпитке нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами, появляется по различным нефтегазоносным провинциям (Гулиев, 2004; Ибатуллин и др., 2007; Корчагин, 1999; Мегеря, 2009; Муслимов, 2007; Муслимов и др., 2004; Трофимов, 1999; Трофимов, 2006; Трофимов, Корчагин, 2002; Plotnikova, 2006; Plotnikova, 2008 и др.). Полученные результаты имеют большую научную и практическую значимость и могут стать в основе новых технологий поиска и, главное, разработки нефтяных месторождений и, по существу, неиссякаемого источника энергии.

Одним из важнейших объектов исследований по этому перспективнейшему направлению, являются нефтеподводящие каналы (НПК), наличие которых под нефтяными месторождениями было показано В.И. Корчагиным и В.А. Трофимовым, на основе анализа данных о динамике разработки месторождений и результатов глубинной сейсморазведки МОГТ (Корчагин, 2001; Трофимов, 1999; Трофимов, Корчагин, 2002). Эти каналы, являясь частью тектонических разломов, на сейсмических временных разрезах отображались в виде наклонных, точнее, выполаживающихся вниз отражателей, пересекающих всю земную кору и, в ряде случаев, входящих в верхнюю мантию (Трофимов, 2006). В верхней части кристаллического фундамента каналы становились почти вертикальными и фиксировались на сейсмических разрезах большей частью в виде субвертикальных динамических аномалий и по другим признакам, а в осадочном чехле – по традиционным признакам разломов (Рис. 1). Степень активности канала как важнейший параметр, характеризующий возможность современного подтока глубинных углеводородов, опре-

делялась по данным гравиразведки НГП (нестабильности гравитационного поля) (Патент РФ 2263935, 2003).

Для внедрения принципиально новых способов добычи, реализующих отбор нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов (Патент РФ 2204700, 2002; Трофимов, Корчагин, 2002) необходима точная их локализация в плане.

Дальнейший анализ геолого-геофизической информации показал, что нефтеподводящие каналы, являясь частью тектонических нарушений, представляют собой линейные или, по крайней мере, существенно не изометричные (в плане) структуры. Их протяженность по простиранию (по латерали) измеряется километрами и гораздо большими величинами, в то время как их толщина вкrest простирания (опять же по латерали) может исчисляться первыми метрами. Понятно, что точная локализация таких объектов сейсморазведкой сопряжена со значительными трудностями: если сам факт наличия канала и его простирание сейсморазведкой определяется без особых проблем, то погрешность определения толщины этого канала и его положения вкrest простирания из-за физических ограничений сейсмического метода будут значительны. Вследствие этого целенаправленное вскрытие нефтеподводящих каналов поисковыми (вертикальными) скважинами сопряжено с большими трудностями и вряд ли практически осуществимо.

В этих условиях как метод локализации и целенаправленного вскрытия нефтеподводящих каналов целесообразно использовать горизонтальное бурение. Естественно, оно должно быть обосновано и тщательным образом спроектировано. Особенно важно правильно выбрать местоположение, траекторию и конструкцию первой скважины на нефтеподводящий канал.

Окончание статьи А.Е. Лукина «О фазово-геохимической зональности нафтидоаккумуляции»

different oil and gas provinces and basins. Aside from the known disadvantages of the sedimentary-migration theory, which cannot claim to be the paradigm of oil and gas geology in the XXI century, it is explained by the fact that in the most oil and gas basins we observe a superposition of different aged naphthides connected with the various sources of hydrocarbons and the influence of different naphthide generating systems. A basic scheme of phase-geochemical zonation of naphthide accumulation in the sedimentary cover (stratisphere) with various components (fragments) that we face in some specific sedimentary basins is proposed.

Keywords: petroleum, oil genesis, accumulation of naphthides, organic matter, catagenesis, geochemical transformation, phase-geochemical zonation.

Александр Ефимович Лукин

Д.геол.-мин.н., профессор, директор Черниговского отделения Украинского государственного геологоразведочного института (Чернигов), главный научный сотрудник Института геологических наук НАН Украины (Киев), Академик НАН Украины.

14000, Украина, Чернигов, ул. Щорса, 8, ЧО УкрГГРИ.
Тел: (+38 04622) 41046, (+38 044) 4863157.

Большая работа по выбору места для бурения такой скважины проведена в Татарстане на Ромашкинском нефтяном месторождении-гиганте. На основе анализа аномальных по промысловым характеристикам скважин (Ибатуллин и др., 2007), выявленным учеными ТатНИПИнефть, и данных сейсморазведки по региональным и рекогносцировочным профилям наиболее интересными для заложения скважины на нефтеподводящие каналы на этом месторождении являются Абдрахмановская и Миннибаевская площади (Рис. 2). Аномальные скважины на этих площадях расположены достаточно компактно или даже по 2-3 в ряд, что само по себе ориентирует на северо-восточное простираие искомым каналов в плане (скв.152 и 166, скв.209, 203 и 200, скв.312 и 717). На заседании Научного совета при Президиуме Академии наук Республики Татарстан по геологии и разработке нефтяных месторождений под руководством Р.Х. Муслимова, из этих трех участков был выбран первый (между скважинами 152 и 166), расположенный в западной части Миннибаевской площади. При этом учитывалось, что в непосредственной близости от него находится Миннибаевская сверхглубокая скважина №20000, вскрывшая породы докембрийского фундамента на глубину 3215 метров.

На сейсмическом временном разрезе по профилю, проходящему почти вкрест простираия предполагаемых нефтеподводящих каналов (или зон каналов, трассируемых по линиям скважин 152-166 и 209-200), в районе этих зон наблюдается гораздо большая нарушенность терригенного девона, а по вышелегающим отложениям карбона – очень узкие субвертикальные нарушенные зоны, отображающие, вероятно, эти каналы (Рис. 3). Понятно, что попасть в такой канал вертикальной скважиной практически невозможно. Горизонтальной же скважиной целенаправленное вскрытие канала (каналов) и точная их локализация (что важно для проектирования системы добычи нефти непосредственно из канала) осуществляется

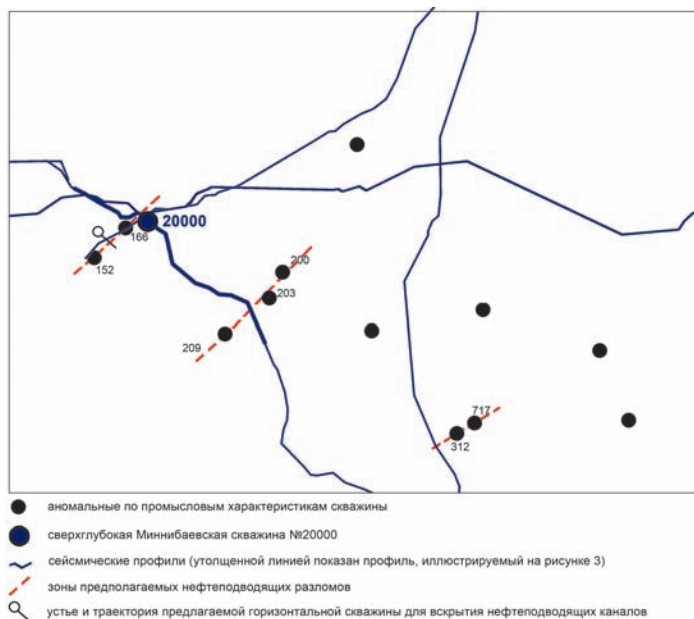


Рис. 2. Схема расположения сейсмических профилей и аномальных скважин (фрагмент). Ромашкинское месторождение.

с высокой степенью надежности.

Горизонтальная часть ствола проектируемой на нефтеподводящий канал скважины должна быть расположена в верхней части кристаллического фундамента (на расстоянии 50-100 м от его кровли) и ориентирована с северо-запада на юго-восток. Войти в фундамент лучше всего так, чтобы аномальная скважина №166 оказалась примерно в центре горизонтального участка проектируемой скважины. При этом иллюстрируемый на рисунке 3 сейсмпрофиль окажется примерно в 700 м. Протяженность горизонтальной части ствола должна быть максимальной (зависит от технических возможностей и выделенного финансирования).

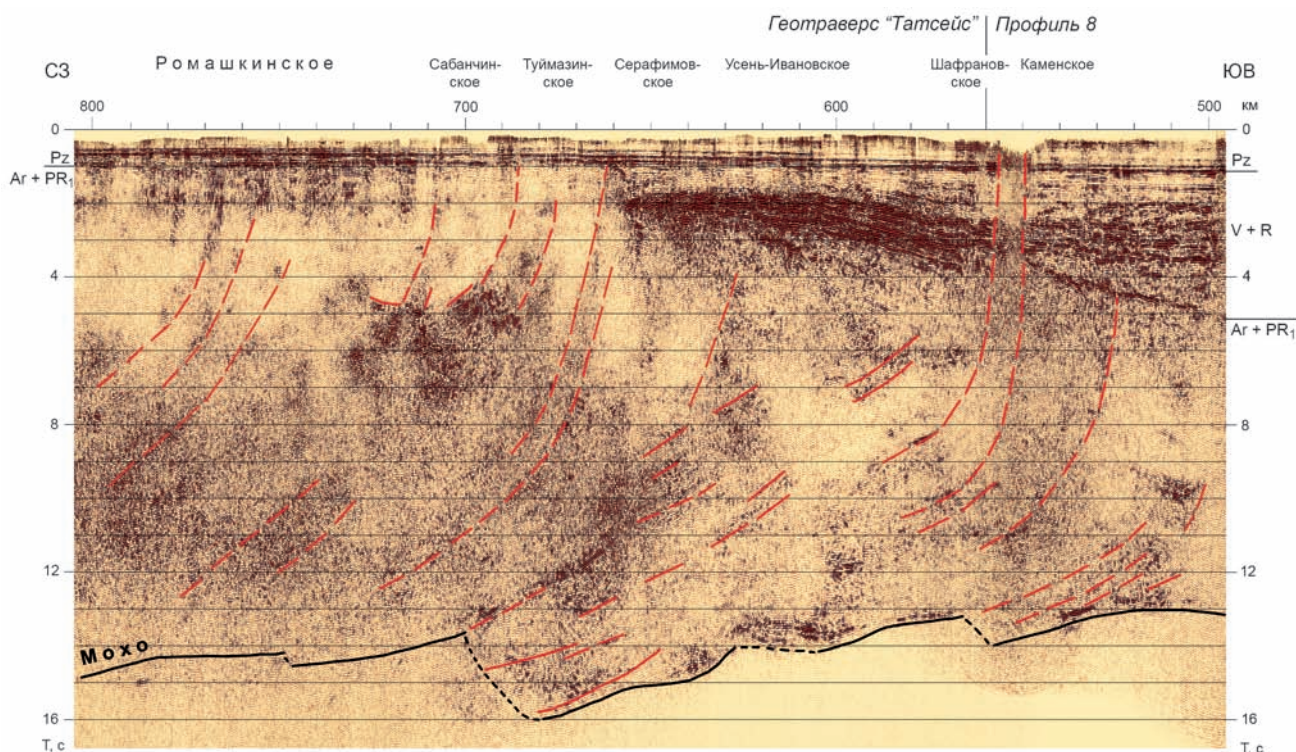


Рис. 1. Сводный сейсмический разрез по геотраверсу «Татсейс» и региональному профилю 8 (фрагмент).

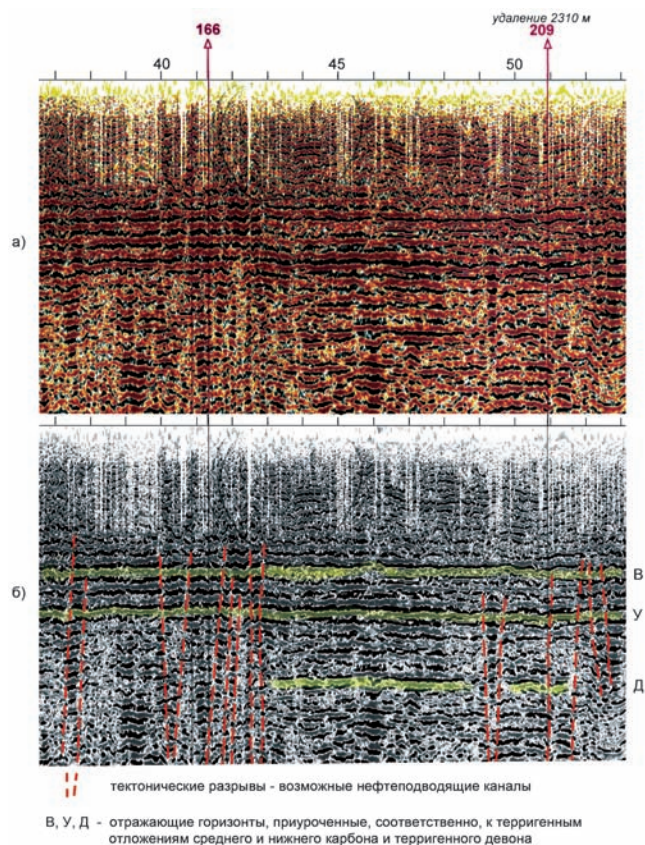


Рис. 3. Сейсмический разрез по профилю, пересекающему зоны аномальных скважин. а) без интерпретации, б) в черно-белом изображении, с интерпретацией.

Проведение в скважине геофизических и геолого-технологических исследований позволит оптимальным образом локализовать положение нефтеподводящего канала (каналов), а последующие испытания на приток – оценить степень его гидродинамической активности.

При проектировании скважины целесообразно предусмотреть максимально возможный отбор керна. По крайней мере, керн должен отбираться и в разуплотненных зонах, и в соседних (уплотненных). Отметим, что горизонтальное бурение по фундаменту вместе с находящейся в непосредственной близости сверхглубокой скважиной №20000, позволит дополнительно получить уникальную геологическую информацию о строении докембрийских толщ.

Таким образом, опробование предлагаемого способа локализации нефтеподводящих каналов путем бурения горизонтальных скважин вкрест простираения этих каналов, последующего их изучения и использования в практике нефтедобычи методически обосновано на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения (где, есть надежда, нефтяная компания «Татнефть» пробурит в ближайшее время горизонтальную скважину на нефтеподводящий канал). Но в принципе подобные скважины могут быть рекомендованы и на других достаточно хорошо изученных нефтяных месторождениях. Результаты могут превзойти ожидания.

Литература

- Гулиев И.С. Субвертикальные геологические тела: механизм формирования и углеводородный потенциал. *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*. М.: ГЕОС. 2004. 153-155.
- Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Амерханов М.И., Афанасьева О.И., Слесарева В.В. Промысловые исследования процесса фор-

мирования и перестроения нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы Межд. науч.-практ. конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань, 2007. 281-283.

Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 2001. № 8. 24-28.

Корчагин В.И. Стратиграфическое положение глобальных покровов и искусственные ловушки нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 1999. № 1-2. 61-64.

Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. М.: Локус Станди. 2009. 256.

Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании постоянной подпитки (возобновлении) месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 3. 24-29.

Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Мат-лы Межрегион. сов. «Роль новых геологических идей в развитии «старых» нефтедобывающих районов»*. Москва. *Геология нефти и газа*. 2004. 43-49.

Патент РФ 2204700. Способ добычи нефти. В. И. Корчагин, Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, В.А. Трофимов. 2002.

Патент РФ 2263935. Способ поисков нефти. В.А. Трофимов, А.И. Волгина, А.В. Трофимов. 2003.

Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов. *Мат-лы науч.-практ. конф. «Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»*. Октябрьский. 1999. 28-30.

Трофимов В.А. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотранверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию). *Доклады РАН*. Москва. 2006. Т.410. № 5. 651-656.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. № 1 [9]. 2002. 18-23.

Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. *International Journal of Earth Sciences*. 2008. № 97. 1131-1142.

Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*. 2006. № 89. 335-338.

V.A. Trofimov. Horizontal drilling as a way of oil supply channels localization.

Spatial position of the oil supply channels is represented on the ground of geological, geophysical and field data; the way of its exact localization based on the horizontal drilling is suggested. The well bore and its main characteristics for the targeted disclosure of the oil supply channels as well as new information acquisition for the crystalline basement is recommended on the Minnibaev area of the Romashkino oil field (Russia, Tatarstan Republic).

Key words: oil supply channels, horizontal drilling, Romashkino oil field

Владимир Алексеевич Трофимов

Заместитель генерального директора ОАО ИГиРГИ по науке, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заслуженный геолог РФ и РТ.

117312, Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1.

Тел.: (499) 124-36-88.

ИСТИННОЕ ПРОИСХОЖДЕНИЕ, СТРУКТУРА, РАЗМЕР И РАЗМЕЩЕНИЕ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА

В статье рассмотрена проблема абиогенного синтеза нефти и газа, происхождение и размещение нефтегазового потенциала на нашей планете. В ней приведен краткий обзор месторождений-гигантов и промышленных скоплений нефти и газа в породах кристаллического фундамента по всему миру. На основе анализа опубликованных данных аргументирован глубинный небиотический генезис нефти и газа.

Ключевые слова: абиогенная нефть и газ, генезис углеводородов, месторождения-гиганты, газогидраты, астроблема, кристаллический фундамент.

Нефтегазовая промышленность стала глобальной отраслью мировой экономики и основой роста, процветания и высококачественного уровня жизни в высоко индустриализованных странах, поскольку пока еще нет другого источника энергии, который мог бы конкурировать с нефтью и природным газом по доступности, обилию, экономике, эффективности, чистоте и безопасности. Однако, напуганные якобы приближающимися исчерпанием мировых запасов нефти и газа и благоволящие только к их биотическому происхождению, многие ученые часто говорят и пишут о необходимости сократить мировое потребление нефти и газа за счет альтернативных источников возобновляемой энергии – биогаза; кожуры бананов, грейпфрутов, мандаринов и апельсинов; морских и океанских течений, приливов и отливов; соломы; камыша; сахарного тростника; рек, солнца ветра и т.д.

Между тем современная геологическая мысль все больше и больше обращается к глубинным недрам Земли, содержащим, несомненно, громадные, практически неисчерпаемые ресурсы нефти и природного газа в свете новой русско-украинской теории их глубинного, небиотического происхождения. Основанная на результатах бурения тысяч скважин, итогах разнообразных научных исследований и на достоверных заводских нефтехимических технологиях, эта теория продолжает привлекать внимание к следующему (Краюшкин, 2000; 1998; 1984).

Прежде всего, истинной правдой является, что уже имеется около 450 промышленных нефтяных и газовых месторождений, запасы которых частично или полностью залегают в кристаллическом фундаменте (КФ) 52 осадочных бассейнов. Среди этих месторождений есть 38 гигантских. Они охватывают девять таких газовых месторождений, как Ачак (155 млрд м³ газа) и Гугуртли (109) в Туркмении; Джиджеалпа (140) в Австралии; Дуриан Мабок-Субан (газовая залежь толщиной 500 м в гранитах КФ); Казанское (102), Лугинецкое (86), Мыльджинское (99) и Пунгинское (70) в Западной Сибири; Хатейба (340) в Ливии; пять нефтегазовых гигантов – Баш Хо (150 млн. т нефти и 37 млрд м³ газа) во Вьетнаме; Ля-Вея (54 млн. т и 42 млрд. м³) в Венесуэле; Пис-Ривер (19 млрд. т и 147 млрд. м³) в Канаде; Синьлонтай ~нефтяная залежь толщиной 500 м с «газовой шапкой» высотой 180 м в КФ) в Китае; Хьюгтон-Панхендл (223 млн. т и 2 трлн. м³) в США; и 25 нефтяных месторождений – Амаль (673 млн. т), Ауджила-Нафура (208), Бу Аттифель (102), Дара (114), Рагуба (165) и Са-

рир (1339) в Ливии, Бомбей Хай (440) в Индии; Джатибаранг (90) в Индонезии; Зарзаитен (173) в Алжире; Кармпалис (150) в Бразилии; Клэр (635) в Англии, Куюмбо-Юрупчино-Тайгинское (1000-2000), Советско-Соснинско-Медведовское (180) и Северо-Варьганское (70) в России; Леньцо-Хуабей (160) и Шенли (3230) в Китае; Лонг-Бич (120) и Уилмингтон (363) в США; Ля-Брея-Париньяс-Талаяра (180) в Перу; Ля-Пас (206) и Мара (127) в Венесуэле; Рамадан (115) в Египте и Ранг Дон (80) во Вьетнаме.

Их суммарные начальные запасы измеряются более 3 290 млрд. м³ природного газа и 20 627 млн. т нефти, что составляет почти 15 % суммарных мировых доказанных (категория А+В) запасов нефти, бывших на 1 января 2000 г. равными 139184 млн. т (Worldwide Look..., 2000). Кстати, промышленный нефтегазовый потенциал в КФ у установлен ниже его кровли даже на глубине 750 м в Синьлонтай; 760 м на северном борту Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), 800 м в Еллей-Игайском и 1500 м в Малоичском месторождениях нефти Западной Сибири. Региональная же нефтегазоносность КФ до глубины 1000-1500 м ниже его кровли доказана 68 морскими скважинами, пробуренными в бассейнах Куу Лонг, Нам Кон Сон и Меконг Вьетнама.

Как могли образоваться такие нефть и природный газ, и откуда они? Какие для этого нужны химические и физические условия? Ответы на эти вопросы можно частично найти путем ознакомления с результатами фундаментальных научных работ, посвященных изучению мантийных углеводородов (УВ) и нефти, залегающих преимущественно вдоль границ между зернами (кристаллами) горной породы и в первичных флюидных включениях (ПФВ) минералов, образовавшихся при температуре 1000-1500 °С, давлении 4-5 ГПа и глубине 400-500 км.

Впервые в региональном масштабе распространение и обильности C₁-C₆ алканов, а также вазелиноподобных черных битумов в изверженных и метаморфических кристаллических породах России установлены к 1967 году на Дальнем Востоке (Кокшаровский массив), в Кольском сегменте Балтийского щита (Ловозерский, Салмагорский и Хибинский массивы) и Сибири (Кия-Шалтырский и Средне-Татарский массивы, а также Северо-Западный склон Кузнецкого Алатау). Этими породами являются щелочные основные, ультраосновные и некоторые другие породы, представленные фойитами, ийолитами, ювитами, гранитоидными и трахитоидными хибинитами, люавритами, малиньитами, мельтейгитами, рисчорритами, турьяитами и урритами

Ловозерского, Салмагорского и Хибинского массивов, уртитам и оливин-титан-авгитовыми габбро Кия-Шалтырского массива, нефелиновыми сиенитами Средне-Татарского массива, нефелиновыми сиенитами и пироксенитами Кокшаровского массива, габброидами и титан-авгитовыми габбро Северо-Западного склона Кузнецкого Алатау.

Первичные микротрещины и межминеральные поротые каналы этих пород содержат вышеупомянутые УВ концентрацией 4,09-63,35 л/т, а ПФВ в альбите, апатите, нефелине, сфене (титаните), эвдиалите и эгерине тех же горных пород – 1,30-55,75 л/т. Наибольшие концентрация C_1 - C_6 алканов измеряются 33,58 л/т в габброидах Кийского Комплекса (Кузнецкий Алатау); 41,64 в трахитоидных хибинитах Хибинского массива; 50,43 в уртитам Хибинского и Кия-Шалтырского массивов, 55,75 л/т в ПФВ хибинского апатита. Кроме того, все изверженные породы Хибин, содержащие C_1 - C_6 алканы, характеризуются и присутствием битумов (90-110 г/т), где 32,10 % приходится на долю C_{27} - C_{31} парафинов, но присутствуют, кроме того, нефтенные и ароматические УВ (Петерилье и др., 1967).

Похожие УВ-носные битумы обнаружены и в горных породах Памира, где они изучались в ксенолитах гранатовых пироксенитов (породы мантии), породах трубок взрыва и дайках фергюссит-порфиоров или тингуайитов (производные мантийных магм); амфиболитах, гипербазитах, чарнокитах, эклогитоподобных породах, ксенолитах основных гранулитов и эклогитов (гранулит-базитовый слой), а также в гнейсах, гранитах, мраморах и кварцитах (гранито-гнейсовый слой земной коры). В общем, средние концентрации здесь измеряются 6-8 г/т и закономерно уменьшаются в направлении от пород мантии к гранито-гнейсовому слою, что свидетельствует о глубинном, эндогенном происхождении этих битумов (Могаровский и др., 1980).

И вышеизложенное не является уникальным, поскольку подтверждается результатами многих других исследований, выполненных по всему миру. Так, абиссальные магматические породы (габбро, граниты, толеитовые и щелочные базальты, перидотитовые кумуляты и тектонизированные перидотиты) Австралии, Антарктиды, Зимбабве, Индонезии, Италии, Канады, Кипра, Кореи, Норвегии, Папуа-Новой Гвинеи, Португалии, России, Сейшеллов, США, Турции, Филиппин, Финляндии, Южной Африки и Японии содержат ПФВ, в которых идентифицированы CH_4 ; C_2H_6 ; C_3H_8 и C_4H_{10} . Кроме того, миоценовые граниты интрузива Осуми (южная часть о-ва Кюсю, Япония) имеют ПФВ, содержащие C_1 - C_4 и C_{14} - C_{33} парафины. Их «инситу» концентрации соответствуют 0,1-0,2 г/т, а $\delta^{13}C$ - -27 ‰.

Докембрийские граниты и кристаллические метаморфические породы интродированы диабазовыми дайками, богатыми многочисленными гнездами протерозойского (1,1 млрд лет) кварца в Бетангисталле и Вармбадском районах Намибии. Кварцевые кристаллы здесь содержат ПФВ, состоящие частично из $n-C_1$ - $n-C_4$ и $n-C_{10}$ - $n-C_{33}$ алканов, а также C_{11} - C_{20} изопреноидов (пристан, фарнезан, фитан и др.). Их концентрации в этих ПФВ не опубликованы, но суммарные минимальные содержания $n-C_1$ - $n-C_4$ парафинов, оживленных естественным давлением в ПФВ, определяются 11-12 г/т, концентрации изопреноидов чрезвычайно высокие, порфиринов нет, а $\delta^{13}C$ для УВ измеряются -20 ‰. И такое наблюдается повсюду, хотя расстояние между дайками достигает 100 км и более.

Однако, наибольшее внимание следует обратить на наличие УВ и нефти в перидотитовых ксенолитах, которые представляют собой истинные фрагменты верхней мантии Земли. Так, например, неизменные перидотитовые мантийные ксенолиты (гарцбургиты, дуниты, лерцолиты и пироксениты) в щелочных базальтах Австралии, Антарктиды, Гавайев, Северной Америки и Японии имеют ПФВ, состоящие из $n-C_{14}$ - $n-C_{33}$ алканов с такими изопреноидами, как пристан и фитан. Их суммарные концентрации здесь определяются 0,1-1,0 г/т, а $\delta^{13}C$ - от -26,1 ‰ до 28,9 ‰. ПФВ Тектонизированных перидотитовых ксенолитов, представленных неизменными вебстеритами, веритами (вехритами), гарцбургитами, дунитами, пироксенитами, образцы которых отбирались из подошвы офиолитовых толщ в Папуа-Новой Гвинее и России, также лишены $n-C_{14}$ - $n-C_{33}$ алканов, концентрации которых исчезают 0,1-2,3 г/т, а $\delta^{13}C$ определяется от -23 ‰ до 28 ‰.

Биологическое загрязнение гранитов полностью исключается одинаковыми величинами $\delta^{13}C$ их УВ, в то время как для нефтегазоносных мантийных ксенолитов это же полностью исключается как первичностью их ПФВ, так и тем, что ксенолиты окружены со всех сторон щелочным базальтом без всяких УВ.

Нефтегазоносные ПФВ выявлены и в амфиболах мантийных ксенолитов лерцолитов, перидотитов и пироксенитов, образцы которых отобраны из плейстоцен-современных базанитовых лав Трона Вулкана, что на северном краю Большого Каньона (шт. Аризона, США). Кристаллы амфиболов находятся в виде крупных ойкокрисстов, окружающих оливин, шпинель, клино- и ортопироксен в ксинолитах перидотита и пироксенита; зерен, заполняющих поры в хромшпинелевом перидотите; каемок по ксенолитам лерцолита; мономинеральных (90-95 %) роговых обманок и крупных мегакрисстов. Согласно масс-спектрометрическому анализу, вышеупомянутые ПФВ содержат алканы C_1 - C_4 на уровне 200-300 г/т в мегакрисстах, 300 - в амфиболитовых каемках, 400 - в роговых обманках и 200 - 500 г/т в ойкокрисстах, тогда как $\delta^{13}C$ этих УВ изменяется от -22,2 до -27,1 ‰ (Краюшкин, 2000).

Конечно, фактом наибольшего значения является и присутствие H_2 ; H_2O ; CO ; CO_2 ; CH_4 ; C_2H_6 ; C_3H_8 ; C_4H_{10} ; CH_3OH ; C_2H_5OH , а также твердых УВ и других субстанций в ПФ 53 алмазов Азии, Африки, Северной и Южной Америки. Эти алмазы возрастом 3,1 млрд. лет, образовавшиеся на глубине около 400-500 км, и их УВ являются естественными продуктами превращения небиогенной системы С-Н-О в верхней мантии Земли, тогда как средой генезиса этих алмазов, их УВ и сопродуктов (например CH_3OH и C_2H_5OH) были частично расплавленные силикаты, содержащие углерод и водород. Концентрации упомянутых УВ измеряются 30-35 г/т в алмазах Бразилии, Индии, Южной Африки и Северной Америки, а ПФВ и межгранулярные пространства в кимберлитах содержат C_nH_{2n+2} УВ (нефть) в 10-100 раз больше. Так, концентрации этих УВ (нефти) соответственно равны 4456 и 4653 г/т в ПФВ арканзасского и навахского кимберлитов США, 7087 г/т в ПФВ африканского кимберлита и не более 1154 г/т в ПФВ корового амфиболитового ксенолита из арканзасского кимберлита (Краюшкин, 2000; Мусатов, Межеловский, 1982).

Изотопный состав углерода в УВ из этих алмазов еще не определялся, но $\delta^{13}C$ самих алмазов колеблется от -0,5 до -

31,9 ‰ в зависимости от парагенезиса с перидотитовыми или же эклогитовыми минеральными сериями, а также сульфидами. Химические и изотопные особенности самородных алмазов отражают достоверно разные глубины (100-500 км) и мантийные среды: в верхней мантии Земли явно имеются многие гигантские очаги и гигантские области, где средние изотопные составы углерода являются неодинаковыми. И уже давно установлено, что природные алмазы с $\delta^{13}\text{C}$ от -15 до -16 ‰ возникли гораздо глубже, чем алмазы с как $\delta^{13}\text{C}$ от -5 до -6 ‰, ассоциируясь с намного большей концентрацией железа, марганца и алюминия, но с гораздо меньшей концентрацией магния, кальция и азота (Краюшкин, 2000; Cartigny et al., 1998; Studier et al., 1968). Кстати, $\delta^{13}\text{C}$ не является одинаковой даже в одном и том же кристалле природного алмаза: например, в кристалле алмаза из Конго она равняется $-10,01$ ‰ во внутренней части ядра кристалла; $-9,16$ во внешней части этого же ядра; $-8,06$ во внутренней части «оболочки» кристалла и $-7,80$ ‰ в ее внешней части (Краюшкин, 2000).

Как известно, $\delta^{13}\text{C}$ обычно колеблется от -20 до -30 ‰ в природных нефтях; -30 до -55 в попутном нефтяном газе; -20 в графите хондритов; -17 до -27 в керогене углестых метеоритов; -22 до 29 в некарбонатном углероде ультрамафических изверженных пород и мантийных ксенолитов; $-0,5$ до -32 в природных алмазах, а -8 до -32 ‰ в нынешней морской биоте тропических и умеренных широт. Что же касается небиотически синтезированных нефтей и нефтепродуктов, можно уже указать на следующее.

Благодаря реакциям Фишера-Тропша многие миллионы тонн синтетических нефтей и нефтепродуктов ежегодно производятся из H_2 и CO или H_2 и CO_2 , которые реагируют на таких катализаторах, как железо, его оксиды и силикаты, обильные и в верхней мантии Земли. Как природная нефть, так и фишер-тропшева нефть состоит из газовой, бензиновой, керосиновой, дизельно-топливной и восковой фракции, богатых насыщенными алифатическими УВ и изопреноидами. Весьма примечательно, что на всем протяжении углеводородного ряда C_{2+} в фишер-тропшевой нефти $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от -65 ‰ при 127°C до -20 ‰ при 227°C , когда небиотическая нефть возникает из CO_2 и H_2 . Если же она синтезируется из CO и H_2 , то те же УВ характеризуются $\delta^{13}\text{C}$ в -25 ‰ на начальных стадиях синтеза, но -14 ‰ на его конечных ступенях. При 127°C любые восковые фракции фишер-тропшевой нефти имеют $\delta^{13}\text{C}$ в -25 ‰ (Studier et al., 1968; Shatmari, 1989).

Все вышеупомянутое является сугубо фактическим. Оно доказывает беспристрастно, материально, неопровержимо и естественно, что жидкая нефть реально существует на глубинах 400-500 км, где никакого биогенного материала нет (Cartigny et al., 1998), тогда как пластовые значения и температуры достигают 4-5 ГПа и 1200-1500 °C (Краюшкин, 2000; 1984). Это же показывает, что небиотический нефтегазовый синтез естественно происходит при этих условиях в глубинных недрах Земли и что при мировом потреблении нефти в 2 млрд. т/год нефтегазовых ресурсов там достаточно на 500 тысяч лет (Краюшкин, 2000).

Неодинаковые средние изотопные составы углерода алмазов, такие же концентрации и ассортименты УВ во всех ПФВ, упоминавшихся выше, ясно и беспристрастно указывают на разное нефтегазонасыщение кристаллической коры и верхней мантии Земли по глубине, разрезу и

площади. Такое уже может свидетельствовать о множестве гигантских одинарных или, наоборот, кластерных очагов, которые синтезируют по-разному, но всегда небиотически естественные нефтегазовые смеси. Вероятно, это может быть одной из естественных причин, ответственных, во-первых, за колоссальный нефтегазовый потенциал Среднего Востока и, во-вторых, за существование газоносных бассейнов отдельно от нефтеносных, как можно видеть в США (Аркомский нефтеносный бассейн), Северном море (Южный газоносный и Северный нефтеносный суббассейн), Венесуэле (Маракайбский нефтеносный бассейн, Оринокский нефтяной пояс) и т.д.

Сегодня нужно уже с уверенностью говорить, что первобытный, космогенный метан можно рассматривать в качестве исходного материала для громадных количеств небиотической нефти в глубинных недрах Земли. Дело в том, что метан и другие алканы становятся весьма активными под влиянием редкоземельных металлов и других металлокомплексов. Так, например, метан присоединяется по тройной связи ацетилену, давая пропилен, в то время как благодаря присутствию водорода при высокой температуре углерод-углеродная связь высших алканов расщепляется, что продуцирует низшие парафины: гептан, гексан, пентан... Ученые открыли, что имеются массовые реакции, которые превращают обычно инертные алканы в разнообразные нефтепродукты, спирты, кетоны, амины и кислоты вследствие действия металлоорганических катализаторов даже без существенного нагрева. В целом, вышеупомянутое революционизировало в нефтехимию и было отмечено Нобелевской премией (Шилов, Шульгин, 1985).

Конечно, громадный небиотический нефтегазовый потенциал имеется и на меньших глубинах – в кристаллической земной коре и ее осадочном чехле. Одна часть такого потенциала приурочена к астроблемам. Дело в том, что метеоритный или кометный удар, дающий кратер диаметром 20 км и более, дробит земную кору до глубины 30-35 км так, что гигантская сеть ударных трещин буквально зондирует нефтегазонасыщенную мантию Земли. С учетом средней пористости и проницаемости надкратерных брекчий и трещиноватости подкратерной кристаллической земной коры вместе с соответствующей ее частью, окружающей кратер, нефтегазовый потенциал только одной астроблемы диаметром 20 км может превышать нефтегазовый потенциал Среднего Востока (Краюшкин, 1998; 2000). За последние 3 миллиарда лет метеоритно-кометная бомбардировка Земли должна была создать не менее 3060 астроблемы диаметром 10-100 км на суше и 7140 таких же на дне Мирового океана. Их суммарные потенциальные ресурсы могут равняться суммарным доказанным запасам нефти и газа Среднего Востока (92553 млн. т и 49538 млрд. м³, соответственно (Worldwide Look..., 2000)), помноженным на количество астроблем (10200 кратеров упомянутого диаметра), т.е. 944 трлн. т нефти и 505 тысяч триллионов м³ газа. При суммарном мировом ежегодном потреблении, равном 2 млрд. т нефти и 2 трлн. м³ газа, астроблемных запасов хватит на 470 тысяч лет, а газа на 250 тысяч лет.

Кстати, промышленные месторождения нефти и газа разведаны в 14 астроблемах Канады, Мексики и США, и крупнейшим является месторождение Кантарель в зал. Кампече Мексики. Его накопленная добыча превышает 1102 млн. м³ нефти и 83 млрд. м³ газа, а остающиеся извле-

каемые запасы – 1618 млн. м³ нефти и 146 млрд. м³ газа в трех продуктивных зонах. Они дают нынешнюю добычу, равную 206687 м³/сут нефти, но 70 % ее поступают только из одной зоны карбонатной брекчия. Ее пористость – в интервале 8-12 %, а проницаемость – 3000-5000 миллидарси. Залегая на границе между третичными и меловыми отложениями, эта брекчия и лежащий на ней слой доломитизированного карбонатного ударного выброса являются породами, генетически связанными с соседним импактным кратером (астроблемой) Чиксулуб диаметром 240 км или более (Grajales-Nishimura et al., 2000).

Необходимо подчеркнуть, что никакие астроблемные нефть и газ не могут быть биотическими вообще. Во-первых, в любое время после ударного события никакая латеральная миграция нефти и газа не в состоянии доставить в кратер внекратерную нефть (природный газ) через кольцевые валы и впадины, окружающие каждый импактный кратер. Во-вторых, внутрикратерные нефтегазоматеринские породы также не могут приниматься во внимание вследствие специфики кратерирования. Метеоритный (кометный) удар дробит, расплывает, плавит, испаряет и выбрасывает породы мишени. Метеоритный (кометный) удар, создающий кратер диаметром 15-20 км, это всегда и сверхгигантский взрыв, во время которого выделяется энергия более 50 квадриллионов кДж, что эквивалентно энергии от взрыва 12 млрд. т тринитротолуола.

Другая часть мирового абиотического нефтегазового потенциала находится в породах погребенных и действующих вулканов. Так, в Австралии, Австразии, Азии, Африке, Европе, Северной и Южной Америке в 60 осадочных бассейнах имеются 650 месторождений нефти, газа и асфальта, связанных частично или полностью с вулканическими и вулканогенно-осадочными породами. Их начальные суммарные запасы пока достигают 8,5 млрд. т нефти, 1 млрд. т конденсата и 4,7 трлн. м³ природного газа. Среди них – 28 нефтяных, четыре нефтегазовых и 12 газовых гигантов.

Так, 28 нефтяных гигантских месторождений это Амаль-Ауджила-Нафура (768 млн. т) в Ливии; Анкleshвар (150) и Гандар (200) в Индии; Бекасап (75), Дури (258), Джатибаранг (90) и Минас(953) в Индонезии; Верхнечонское (260) в Восточной Сибири; Даган (102), Дацан (1860; накопленная добыча – 832; текущая, ежегодная – 30), Ляохэ (120; накопленная добыча – 84), Синьлонтай (нефтяной слой толщиной 500 м с «газовой шапкой» высотой 180 м) и Шенли (3262; накопленная добыча – 358; текущая, ежегодная – 30) в Китае; Джела (176) и Рагуза (290) на о-ве Сицилия, Италия; Клэр (635) в Великобритании; Котуртепе (230) в Туркмении; Мендоса (100) в Аргентине; Мурандханлы (110) в Азербайджане; Наранхос–Серро Асуль (192; накопленная добыча – 185) и Эбано-Пауко (157; накопленная добыча – 145) в Мексике; Сача (70) в Эквадоре; Тарибани (110) в Грузии; Фотис (348) и Пайпер (246) в британском секторе Северного моря; Хасси Мессауд (1491) в Алжире. Нефтегазовые гиганты охватывают Гальяно (120 млрд. м³ газа и 25 млн. т нефти) на западном склоне Этны, о-в Сицилия, Италия; Викинг (130), Индифейтигебл (226) и Леман-Банк (340) в британском секторе Северного моря; Джиджеалпа (140) в Австралии; Кенай (150) и Монро (266) в США; Лугинецкое (90) и Мьльджинское (92) в России; Ниигата (70) в Японии и Хасси Р³Мель (1522 млрд. м³) в Алжире.

Конечно, к этому следует добавить наличие притоков C₁₀-C₄₀ УВ (нефти) из горячих (330-400°C) глубоководных

вулканических гидротерм на 13 и 21⁰ с.ш. (ось Восточно-Тихоокеанского поднятия); на 26⁰с.ш. (ось Срединно-Атлантического хребта) и т.п., где никаких осадков и осадочных пород нет. Магмотогенно-гидротермальная нефть обнаружена п/л «Алвин» в вулканитах и геотрещинной зоны Лау, у о-вов Фиджи, где на дне океана также нет осадков и осадочных пород. Крупные промышленные залежи гидротермальной нефти разведаны в донных сульфидных рудных буграх рифтовых трогов Эсканаба и Гуйамас, расположенных в центрах современного спрединга дна Тихого океана. Многие из этих притоков нефти сопровождаются «факелами» метана высотой 600-1000 м, а, в целом, дегазация верхней мантии Земли ежегодно составляет не менее 1,3 млрд. м³ водорода и 160 млн. м³ метана с мантийным (космогенным) ³He через глобальную систему центров – осей рифтинга и спрединга только в Мировом океане.

На принципиально новые виды, размеры и размещение мирового нефтегазового потенциала указывают также морские и материковые газогидраты. Согласно Геологической Службе США (Syntroleum..., 1999), их суммарные мировые ресурсы достигают 113 сотен квадриллионов м³ метана, что в 77 тысяч раз больше суммарных мировых доказанных (категория А+В) запасов нефти и природного газа, измеряемых 146 трлн. м³ на 1 января 2000 г. (Worldwide Look..., 2000). При суммарном мировом ежегодном потреблении природного газа, равном, скажем, 2 трлн. м³, этих запасов «горючего льда» хватит на 5,65 млн. лет. Но газогидратная толща является породой-покрышкой для свободного природного газа, всегда залегающего непосредственно под ней и образующего запасы в 226 сотен квадриллионов м³ метана, если принимать во внимание соотношение газогидрат/свободный газ, выявленное в их материковых месторождениях – Мессояхском (Западная Сибирь) Прадхо-Бей, Купарук-Ривер (Аляска, США) и Дельте Маккензи, Канада. В сумме, запасы газогидратов и подгидратного природного газа в Мировом океане достигают 339 сотен квадриллионов м³ метана, что в 230 тысяч раз превышает суммарные мировые доказанные запасы нефти и газа, на 1 января 2000 года равные 146 трлн. м³. И при упоминавшемся уровне мирового потребления газа, их хватит на 17 млн. лет.

Весь этот потенциал – также небиотический, поскольку его размер и залегание в современных донных осадках на 90-95% площади Мирового океана являются несовместимыми с гипотезой о нефтегазоматеринских породах и газозборных осадочных бассейнах.

Кроме Мирового океана, газогидраты найдены в вечноморозных недрах Канады, России и США, где запасы «горючего льда» оцениваются 226 тысячами триллионов м³ метана (т.е. 2 % от газогидратного потенциала Мирового океана (Syntroleum..., 1999), а запасы газогидрата / подгидратного газа – 678 тысячами триллионов м³ метана, чего достаточно почти на 340 тысяч лет, если мировое потребление метана сохранялось бы на уровне 2 трлн. м³/год. И это ещё не все. Установлено, что метаногидратообразующий процесс имеет место даже при 20⁰С и 25 Мпа, а смесь метана, этана, пропана и изобутана с пресной водой образует сложный газогидрат при 20⁰С и всего 8 Мпа (Краюшкин, 1998). Эти термодинамические условия в земных недрах существуют повсюду вне вечноморозных регионов, и непрерывный газогидратный слой должен простираться как с севера, так и с юга до экватора. Во всяком

случае, достоверное наличие природных газогидратов уже установлено в осадочной толще Оренбургского газоконденсатного месторождения.

На пути к глубинному, небиотическому нефтегазовому потенциалу Земли уже имеются иные успехи революционного значения.

Одним из них является находка промышленно нефтенасыщенных пластов докембрийских изверженных пород на глубине 7-8 км в скв.3-СГ-Кольская. Правда, хотя она и достигла 7 км ещё в 1976 г., а 10,7 км – в 1980 г., об этих нефтяных пластах не упоминается в книге «Кольская сверхглубокая» (Кольская..., 1984). Лишь в 1991 г. в печати появилось, что на состоявшемся в Москве международном семинаре по сверхглубокому бурению «было объявлено о возможности продажи за рубеж информации по скв.3-СГ-Кольская и другими сверхглубокими скважинами (в Тюменской области и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) и отмечено: в одной из скважин выявлены нефтяные пласты на ранее не известных в мире глубинах». СГ-3 проектировалась на 15 км, но оставлена с заботом на глубине 12261 м. Её обсадная колонна диаметром 245 мм спущена на рекордную глубину 8732 м (Soviets..., 1991). А в 1992 году Л. Певзнер, заместитель генерального директора ярославского НПО «Недра», касаясь состояния скважины 3-СГ-Кольская, сообщил, что «На сегодня достигли отметки 12 261 м (диаметр ствола шахты – 245 мм). Скважина уже занесена в «Книгу Гиннеса», а практические результаты таковы: на глубине 7-8 км обнаружены следы присутствия нефти и газа, ряда металлов – меди, никеля, золота. При освоении необходимых технологий их можно будет добывать» (Russia won't drill..., 1992; Луна... 1992).

Понятно ли, о чем и как идет речь? Ведь, во-первых, скв. 3-СГ-Кольская достигла глубины 12261 м не в 1991 и не в 1992 году, а еще в 1988 г. (Drilling milestones..., 1999). Во-вторых, сверхглубокие скважины в Тюменской области и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции никаких нефтяных пластов на ранее не известных в мире глубинах не выявляли. В-третьих, даже при освоении необходимых технологий добывать следы присутствия нефти и газа на глубине 7-8 км без ущерба для экономики, увы, никому и никогда не удастся, согласно физическим основам нефтегазодобычи (Пирсон, 1961; Маскет, 1953).

Другой успех достигнут группой ученых и инженеров ВВС, армии и НИИГаз (Чикаго) США: они уже заканчивают разработку лазерного забойного двигателя, лазерных буровых долот, отклонителя лазерного луча (для наклонного бурения) и лазерного перфоратора обсадных колонн нефтяных и газовых скважин. Это делается на базе средне-волнового инфракрасного химического лазера «MIRACL», являющегося бортовым противоракетным оружием боевых кораблей ВМФ с наивысшей энергией излучения среди всех среднемощных лазеров мегаватного класса и с широким его опробованием в различных концепциях «Звездных воин» 1980-1990 гг., а также на базе кислородно-йодного высокомоощного химического лазера «COIL», изобретенного ВВС США в 1977 г. как авиабортовое оружие против ракет класса «воздух-воздух».

Кроме того, фирма «Филлипс Петролеум» уже приняла лазер «MIRACL» при бурение в многослойной толще горных пород и показала, что лазерная технология «Звездных воин» революционизирует проходку нефтяных и газовых скважин, увеличивая скорость их бурение в 100 раз

и больше (Grow, 1998), так что добираться до глубины 12261 м уже не придется, по-видимому, 18 лет.

Литература

- Кольская сверхглубокая. Ред.: Е.А. Козловский. М. Недра. 1984. 490.
- Краюшкин В.А. К проблеме глубинной, абиотической нефти. *Доп. НАН України*. 2000. №4. 131-133.
- Краюшкин В.А. Коценке нефтегазового потенциала Земли. *Доп. НАН України*. 1998. №. 126-129.
- Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наукова Думка. 1984. 176.
- Луна – это просто кусок Земли. *Труд*. 1992. 8.
- Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.: Гостоптехиздат. 1953. 605.
- Могаровский В.В., Буданова К.Т., Дмитриев Е.А. К геохимии углерода в изверженных и метаморфических породах Памира. *Докл. А.К. Назипов УССР. Север. Б.* 1980. №2. 26-29.
- Мусатов Д.И., Межеловский Н.В. Значение рифтогенных структур для формирования нефтегазоносных бассейнов и месторождений (с позиции гипотезы глубинных газов Земли). М.: ВИЭМС. 1982. 50.
- Петерсилье И.А., Павлова М.А., Малашкина В.Т. Органическое вещество в изверженных и метаморфических горных породах. *Кн: «Генезис нефти и газа». Всесоюзное совещание по генезису нефти и газа*. М.: Недра. 1967. 342-345.
- Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте. М.: Гостоптехиздат. 1961. 580.
- Шилов А.Е., Шульгин Г.Б. Парафиновые углеводороды реагируют с комплексами металлов. *Природа*. 1985. №8. 13-23.
- Cartigny P., Harris Y., Yavoy M. Eclogitic diamond at Jwaneng: no room for recycled component. *Science*. 1998. V.280. 1421-1423.
- Drilling milestones. *Oil and Gas Journal*. 1999. Vol. 97, No.50. 61.
- Grajales-Nishimura J.M., Cedillo-Pardo E., Rosales-Dominguez C. et al. Chicxuiub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oil fields. *Geology*. 2000. Vol.28. No.4. 307-310.
- Grow J.J. IADC/SPE Drilling Conference sets new attendance record. *World Oil*. 1998. Vol.219. No.4. 39.
- Russia won't drill superdeep Kola Peninsula hole to 15,000 m target. *Oil and Gas J.* 1992. Vol.90. No.49. 32.
- Shatmari P. Petroleum formation by Fischer-Tropsch synthesis in plate tectonics. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 1989. Vol.73. No.8. 989-998.
- Soviets to reveal technical details on superdeep hole. *Oil and Gas J.* 1991. Vol.89. No.4. 34.
- Studier M.H., Hauatsu r., and Anders E. Origin of organic matter in early solar system. I. *Hydrocarbons. Geochim. Acta*. 1968. Vol.32. No.2. 151-173.
- Syntroleum unveils hydrate recovery process. *Oil and Gas J.* 1999. Vol.97. No.44. 40-42.
- Worldwide Look at Reserves and Production. *Oil & Gas Journal*. Vol. 98. No. 51. 2000. 121-124.

V.A. Krayushkin. True origin, structure, size and distribution of the global oil and gas potential

The paper is considered with the question of oil and gas abiogenic synthesis, the origin and distribution of oil and gas potential on our planet. The article provides an overview of the giant fields and industrial oil and gas accumulations in the crystalline basement rocks all around the world. Based on the analysis of issued data, a deep abiotic oil and gas origin is reasoned.

Keywords: abiogenic oil and gas, hydrocarbons genesis, giant fields, gas-hydrates, cryptoexplosion structure, crystalline basement.

Владилен Алексеевич Краюшкин

Лауреат государственной премии Украины в области науки и техники, д.геол.-мин.н., профессор Института геологических наук НАН Украины.

01054, Украина, Киев, ул. О. Гончара 55-б.

Тел.: (044) 484-16-57.

ИНФОРМАТИВНОСТЬ МАЛЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

В статье рассмотрено значение изучения микроэлементов в нефтях и битумах для решения задач нефтяной геологии. Выполнен обзор методов исследования микроэлементного состава нефти. Представлен анализ информативности различных микроэлементов при изучении процессов нефтеобразования, приведены обоснования глубинной природы микроэлементов в нефтях, раскрыт механизм формирования геохимических аномалий в доманиконидных породах Волго-Урала.

Ключевые слова: нефть, микроэлементы, микроэлементный состав нефти и битумов, металлы, флюид, магма, происхождение нефти.

К малым элементам в геологии относят элементы, содержание которых в том или ином веществе не превышает 0,1 %. Различия в свойствах, формах нахождения микроэлементов позволяют использовать их геохимию в качестве существенной информации о процессах происшедших (и происходящих) в земной коре и мантии и, в частности, приводивших как к образованию расплавов различного профиля, так и к формированию месторождений полезных ископаемых. Геохимические аспекты поведения малых элементов достаточно хорошо изучены в области петрологии, но практически не разработаны в области нефтяной геологии.

Вместе с тем, изучение распределения микроэлементов в нефти и ее производных может привести к решению ряда важных проблем. Во-первых, характер соотношения микроэлементов в нефти позволяет получить информацию о генезисе углеводородов, поэтому данные по их распределению могут во многом определять стратегию поисков и разведки нефтяных месторождений. Получение надежных данных позволит составить необходимые как для теоретиков, так и практиков геохимические паспорта типовых месторождений, сформированных в различных геодинамических обстановках. Во-вторых, известно, что в нефти и битумах содержания некоторых редких металлов могут достигать высоких концентраций. В некоторых странах уже осуществляется извлечение ряда элементов из высоковязких нефтей в промышленном масштабе. Наконец, немаловажное значение для экологии имеет и содержание в углеводородах токсичных элементов, попадающих в атмосферу при сжигании мазута в ТЭЦ, попутных газов в факелах на месторождениях и нефтеперерабатывающих заводах, а также накапливающихся в автомобильном топливе.

Несмотря на то, что история изучения микроэлементного состава нефти насчитывает уже не один десяток лет, основными факторами, сдерживающими развитие универсальных методов точного анализа металлов в нефти, являются низкие уровни содержания микроэлементов, отсутствие до недавнего времени высокопроизводительных и чувствительных приборов, а также значительные сложности при подготовке проб к анализу.

Традиционно при изучении геохимических особенностей нефти использовались различные методы: спектральный анализ зольных остатков, рентгено-флюоресцентный, нейтронно-активационный, атомно-абсорбционный,

атомно-эмиссионный. Каждый из перечисленных методов имел свои недостатки, обусловленные низкой чувствительностью ($\sim n \cdot 10^{-3}$ – $n \cdot 10^{-5}$ %) и ограниченными возможностями диагностики целого ряда металлов.

Первые данные по содержанию микроэлементов в нефти СССР были получены Катченковым, И.С. Гольдбергом, Л.А. Гуляевой, С.А. Пуановой, М.М. Колгановой, Н.К. Надировым с сотрудниками и др. с использованием спектрального анализа зольных остатков. Здесь сразу следует сказать, что, как показали последующие работы анализ зольных остатков, полученных как методом «сухого» так и «жидкого» озоления, приводит к значительному занижению содержания микроэлементов в связи со значительными потерями их в открытых системах окисления. Эти потери наблюдаются во всех группах элементов, особенно летучих.

Тем не менее, в свое время были получены данные о специализации нефти различных провинций СССР по содержанию ряда макрокомпонентов, к числу которых, в основном, относились: V, Ni, Fe, Ti, Cu, Zn (Гольдберг, 1989; Гольдберг, 1990; Пуанова, 1998 и др.). На основе сравнения металлоносности нефтематеринских свит, битумоидов из них и нафтидов были сделаны выводы об их генетическом родстве. В общем виде следовало заключение о том, что источниками микроэлементов в нефти являются, прежде всего, биогенное ОВ и в меньшей степени пластовые вода и вмещающие осадочные породы.

При этом особую информативность при изучении процессов нефтеобразования, по мнению ряда исследователей, имеют «биогенные» элементы (V, Ni, Fe, Co, Cr, Zn, Pb), сопоставление концентраций которых в нефти и живом веществе выявляет наиболее тесное подобие, что и подтверждает органическое происхождение углеводородов в залежах (Пуанова, 1998). Выведен ряд информативных коэффициентов. Так, V/Ni отношение в нефти, продуцируемой сапропелевым ОВ всегда больше единицы, а примесь гумусовой составляющей увеличивает содержание железа и понижает V/Ni отношение или же оно меняет знак на противоположный. Такая закономерность объясняется эволюцией органического мира на Земле с соответствующим снижением V/Ni отношения от нефти из древних комплексов к молодым. Однако, полученные нами в последующем геохимические данные для нефти различных регионов показали, что этот коэффициент не является универсальным. Так, среднее отношение V/Ni в нефти из

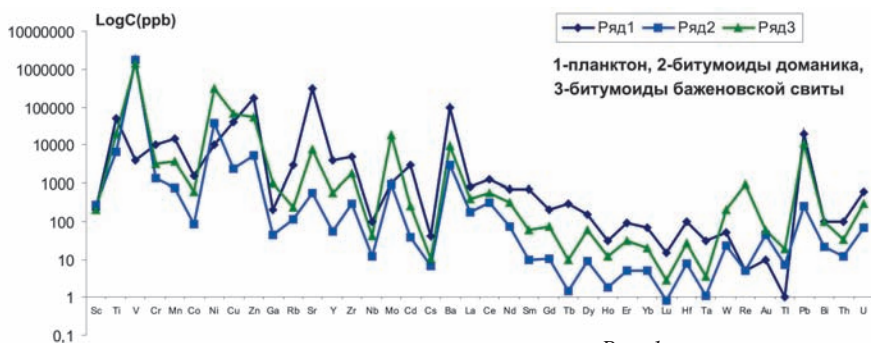


Рис. 1.

отложений рифея и венда Восточной Сибири составило 0,41, в нефти из коллекторов девона и карбона Южно-Татарского свода – 3,13, в нефти из палеозойских отложений Западной Сибири – 1,12 (в нефти из меловых отложений это отношение составляет 6,1-8,9).

В этой же работе предложено рассматривать отношения : V/Fe, V/Cu, Ni/Cu, V/Pb в качестве показателя вторичных процессов изменения нефти при катагенезе, биодеградациии и миграции. Однако, на примере вариаций содержания свинца в нефти Приобского месторождения показано, что в 102 пробах асфальтенов из меловых песчаников содержание элемента изменяется от 194 до 8744 мг/т. При таком разбросе значений оперировать V/Pb отношением не приходится.

К сожалению, в ранее опубликованных работах можно встретить утверждения о том, что одни нефти отличаются от других присутствием или отсутствием скажем ртути, мышьяка, селена, сурьмы, гафния, урана. Более того, нефти «могут» разделяться на цериевые и лантановые. Подобная ситуация в области геохимии нефти сложилась, как было сказано, в результате ряда как объективных причин, связанных с техническими возможностями, так и с господствующими представлениями о происхождении нефти.

Теперь следует остановиться на самих микроэлементах и их информативности для генетических построений. Обычно микроэлементы разделяют на группы с близкими геохимическими свойствами, что предопределяет то или иное их поведение в геологических процессах. По соотношению валентность – ионный радиус элементы примеси можно разделить на транзитные (V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn), крупноионные (Cs, Rb, Ba, Sr, Pb), высокозарядные (Ti, Sc, Zr, Nb, Ta, REE, Hf, Y, Th, U), благородные (PGE, Au, Ag). Высоколетучие халькофильные элементы (Ge, Ga, As, Se, Cd, Sb, Te, Re, Hg, Tl, Bi) также составляют обособленную группу.

Как легко заметить, в многочисленных публикациях (Гольдберг, 1989; Гольдберг, 1990; Пуанова, 1998 и др.) при исследовании геохимических особенностей нефти, органического вещества и битумоидов из пород рассматриваются, прежде всего, уровни накопления и соотношения между транзитными элементами, которые являются макрокомпонентами нефти. Данные элементы еще называют биофильными, поскольку они достаточно легко усваиваются из вмещающей среды живыми организмами. Сравнение микроэле-

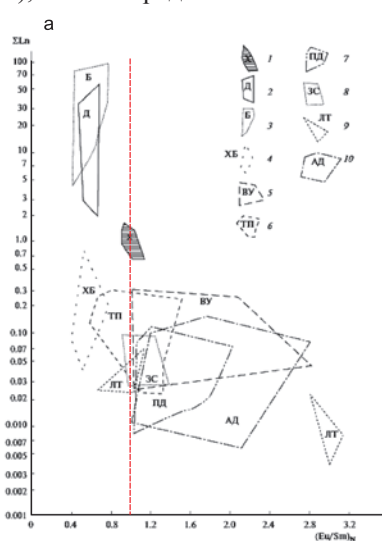
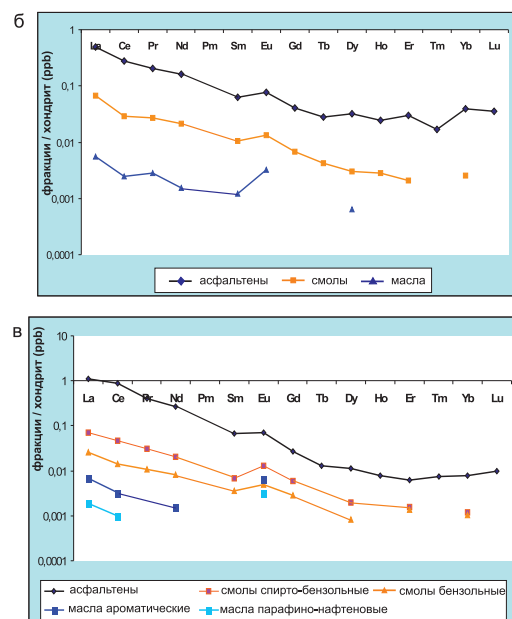


Рис. 2.

ментного состава нефти с аналогичным составом органического вещества, особенно в плане уровня накопления, по нашему мнению не совсем корректно. Так называемых кларков металлов для ОВ практически не существует. На рисунке 1 приведены уровни накопления ряда микроэлементов в планктоне по (Савенко, 1988; Eisler, 1981), а также наши средние данные по битумоидам из доманиковых отложений Южно-Татарского свода и баженикам Сургутского свода. Как видно из рисунка, содержание некоторых элементов в биогенном веществе различается на полтора порядка. Это обусловлено, прежде всего, геохимическими особенностями среды седиментации. Как показано в работе (Демина и др., 2007) вокруг выходов гидротермальных источников на дне океана в районе Восточно-Тихоокеанского поднятия формируются донные сообщества биоты, селективно аккумулирующие микроэлементы из воды. Авторами изучено поведение ряда микроэлементов в процессе их биоаккумуляции. Установлено, что содержание Fe, Zn, Cu в организмах зоны влияния флюидов по отношению к содержанию элементов вне зоны гидротермальной деятельности повышено на два и более порядка, Mn, As, Pb, Ni – в 20-100 раз, Ag, Cr, Co – в 2-6 раз. Близкие процессы бурного развития микроорганизмов и селективного насыщения их микроэлементами предполагаются и при формировании в геологических разрезах осадочных бассейнов толщ, обогащенных ОВ и относимых к нефтематеринским (аналогам металлоносных метаморфизованных черносланцевых формаций).

Подобная закономерность хорошо прослеживается на примере доманикового горизонта (Готтих, Писоцкий, 2006). При изучении процессов формирования отложений в качестве доказательства внешнего источника микроэлементов использовались данные по распределению урана, обладающего высокой подвижностью и одним из первых покидающего любые расплавы при их кристаллизационной дифференциации. Исследования показали, что при общей высокой ураноносности преимущественно карбонатных пород горизонта наблюдаются колебания в содержании элемента от 2 до 35 и более г/т, что значительно превышает кларк как для карбонатных, так и глинисто-



карбонатных пород, формировавшихся в условиях нормального морского бассейна седиментации. Наряду с ураном, породы доманикового горизонта обогащены относительно кларка для верхней консолидированной коры ванадием, никелем, кобальтом, медью, цинком, мышьяком, селеном, иттрием, молибденом, серебром, кадмием, рением, скандием. Причем максимальные содержания элементов приурочены к хемогенным, плитчатым, слоистым и слоисто-флюидалным органогенным породам с характерной афанито-тонкозернистой структурой, что свидетельствует о совместном накоплении известкового материала и металлов. Сравнение аналитических данных, полученных для исходных пород и хлороформенных экстрактов из одних и тех же проб, показало сходство их геохимических особенностей. В частности, в битумоидную часть в значительных количествах перешли V, Ni, Cu, Zn, Se, Mo, Re, Hg, Pb т.е. те элементы, которые определяют и металлогеническую специализацию доманикитов. Обогащенность экстрактов из пород доманика объясняется тем, что большая часть элементов в карбонатных литотипах находилась в виде металлоорганических соединений, легко извлекаемых растворителями в процессе экстракции. Определяющая роль органического вещества в накоплении микроэлементов вытекает и из анализа самих бактериальных матов. Большинство элементов в них превышает уровень содержания в породах в 3-5 раз, а Ag, Cd, Sb, U – в 10-15 раз. Определяющая роль урана в формировании естественной радиоактивности доманиковых пород позволила использовать для выделения возможных путей поступления глубинных систем площадные карты вариаций гамма-поля верхнедевонских отложений как в региональном плане, так и в пределах локальных объектов (месторождений), построенные с использованием диаграмм радиоактивного каротажа скважин. Выявлена значительная дифференцированность наблюдаемого параметра, достигающая 20-25 г. Причем положение областей высоких значений не хаотично, имеет четко выраженную направленность и пространственную согласованность с кривизной рельефа поверхности кристаллического основания. Надо полагать, что разрывы, ограничивающие блоки фундамента, выражались в развитии устойчиво ориентированных зон трещиноватости. Приуроченность к ним повышенных значений радиоактивности пород свидетельствует о сопряженности во времени и пространстве седиментационных, эндогенных и миграционных процессов. Несмотря на широкий разнос материала места инъекций выделяются максимальным накоплением урана, а присутствие во флюиде, наряду с ураном, широкой гаммы других элементов приводило к формированию нетипичной для осадочного чехла минерализации углерод-кремнистых карбонатных пород.

Анализ изотопных данных показал, что источником микроэлементов, поступавших в седиментационный бассейн верхнедевонского времени были флюиды основных магм, инъецирующих в накопившиеся отложения в периоды тектоно-магматической активизаций территории. Известно, например, что в гипербазитах накапливаются Ni, Cr, Co, Fe, Mn, а в базитах V, Cu, Zn, Ag. Хотя в рассматриваемом контексте более важное, на наш взгляд значение, приобретает характер фракционирования элементов в системе расплав – кристалл – флюид. Так, в (Готтих и др., 2004) было показано, что при кристаллизационной диф-

ференциации ультраосновных-щелочных расплавов во флюидную восстановленную фазу переходит больше ванадия, чем его содержится в породе. В аналогичной ситуации в связи с кристаллизацией толеитовых базальтовых расплавов во флюидной фазе концентрируется никель.

Отдавая должное исследователям геохимии нефти, все же следует признать слабую обоснованность выводов, как по генетическим аспектам нефтеобразования, так и выводов, связанных с процессами дифференциации и разрушения нефтяных систем основанных, преимущественно на данных по транзитным элементам зольных остатков.

Существенным шагом вперед в изучении микроэлементного состава нефти явилось использование инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА), обладающего рядом существенных преимуществ. Во-первых, он позволяет анализировать не только зольные остатки, но и асфальтены и, что особенно важно, без их предварительной химической обработки. Недостаток данного метода – относительно низкая чувствительность, позволяющая хорошо диагностировать макрокомпоненты нефти (Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Sr, Ba), а также, в зависимости от содержания, As, Se, Sb, Hg, Re, Zr, Mo, Ag, Au, Pb, La, Ce, Th, U. Кроме того, по техническим причинам ИНАА сложно использовать для широкого изучения жидких углеводородов (нефти и их фракции). В этом случае требуется специальная подготовка проб, в частности, герметичная упаковка их в специальные ампулы из сверхчистого кварца, что значительно усложняет анализ и снижает его производительность. В целом же ИНАА позволил существенно расширить круг определяемых элементов, повысил достоверность анализа и позволил сделать значительный шаг в познании геохимии нефти.

Первые комплексные анализы твердых и жидких фракций нефти, выполненные нейтронно-активационным анализом, показали, во-первых, характер распределения и концентрирования ряда элементов по фракциям, а во-вторых, выявили некоторые закономерности изменения геохимического состава нефти по геологическому разрезу, не укладывающиеся в принятые схемы (Габинет и др., 1991). Именно эта работа потребовала упаковки, как фракций нефти, так и эталонов в ампулы из сверхчистого кварца с последующей их герметизацией при «резервировании» объема ампулы для радиогенных газов. Впоследствии, близкая по сути, работа была проведена при изучении металлогенической специализации фракций нефти Татарии (Готтих и др., 2005) и некоторых других регионов. Выяснились закономерности, которые ранее не могли быть получены при анализе зольных остатков нефти. Так, например, оказалось, что содержание мышьяка, селена, золота, серебра в смолах, существенно превосходит соответствующие содержания этих элементов в асфальтенах. Сурьма относительно равномерно распределена между смолами и асфальтенами, теллур концентрируется преимущественно в смолах, а ртуть входит в состав, как смол, так и масел. Кроме того, были отмечены и особенности в перераспределении элементов между смолами бензольными и спирто-бензольными, а позднее и между метано-нафтеновыми и ароматическими фракциями. Основными же концентраторами микроэлементов являются асфальтены.

Исходя из цитируемых работ, инструментальным нейтронно-активационным анализом кроме асфальтов, дру-

гие классы углеродистых веществ не изучались. Как известно, в литературе до сих пор используется классификация Успенского-Радченко (1963), основанная на химических и физических особенностях углеродистых веществ, согласно которой все битумы являются продуктами тех или иных преобразований нефти и ОВ: нафтиды и нафтоиды. Эти утверждения перешли и в область геохимии нефти. Так, в (Полякова, 1996 и др.) приводятся данные по сопоставлению микроэлементного состава нефти, асфальта и асфальтита. Показано, что в битумах содержания металлов меньше, чем в породе, но больше, чем в нефти. Увеличение концентрации металлов в асфальтах по сравнению с нефтью примерно в три раза является, по утверждению авторов, следствием потери высокомолекулярных металлоносных соединений битумоидов на путях миграции нефти, с которыми уходит и некоторое количество МЭ. В результате подобного процесса сами нефти существенно обедняются металлами.

Отсутствие данных по микроэлементному составу битумов, полученных методом ИНАА, связаны с тем, что большинство рассеянных в породах осадочных бассейнов углеродистых веществ типа асфальтита-антраксолита содержат высокие концентрации урана, что технически затрудняло определение других микроэлементов. Измерения, выполненные с использованием как «быстрых» так и «медленных» нейтронов, с вариацией потоков в канале и применением кадмиевых экранов в каком-то виде позволили выяснить содержание некоторых микроэлементов в битумах различных классов (Готтих и др., 1996). Было установлено, что по уровню концентрирования широкого спектра элементов битумы значительно отличаются от асфальтенов нефти и не могут являться продуктами преобразования последних, поскольку разница в накоплении литофильных и халькофильных элементов достигала между крайними членами ряда; нефть – антраксолит, 4-5 порядков. То есть, известная классификация нафтидов Успенского-Радченко (1963), составленная на базе химических и физических методов исследований, требует существенного дополнения. К сожалению, по настоящее время ни у нас в стране, ни за рубежом приемлемой генетической классификации углеродистых веществ, образующихся в результате разнообразных природных процессов, не существует.

Новый период в изучении геохимии нафтидов начался с появлением высокочувствительных и экспрессных методов анализа и, прежде всего, масс-спектрометрии с ионизацией пробы в индуктивно связанной плазме (ICP-MS). Метод характеризуется возможностью одновременного определения до 50-70 элементов, в зависимости от класса аналитического прибора. При подготовке проб к анализу используется мокрое озоление в закрытых сосудах (при повышенном давлении и температуре 200-300 °С), что практически предотвращает потери элементов, кроме, пожалуй, осмия и ртути. В качестве реакционных сосудов используют запаиваемые толстостенные стеклянные трубки (трубки Кариуса) или стальные автоклавы, футерованные тефлоном или с тефлоновыми вкладышами. Использование автоклавов предпочтительнее, так как выщелачивание некоторых элементов из стекла может привести к загрязнению ими пробы.

Анализ жидкой нефти и ее фракций нами проводился с 1999 года по методике мокрого озоления с использова-

нием микроволновой печи Multiwave производства фирмы Anton Paar. Разработка метода подготовки проб и проведение анализов осуществлялось Д.З. Журавлевым в ИМГРЭ. Печь снабжена датчиками контроля давления и температуры внутри каждого автоклава. Данные датчиков обрабатываются встроенным в корпус печи компьютером и выводятся в графическом виде на экран монитора, что позволяет наблюдать основные параметры процесса разложения проб. Компьютер осуществляет контроль изменения во времени температуры и давления в автоклавах и при необходимости корректирует мощность электромагнитного поля печи в пределах, предварительно заданных оператором. В результате серии экспериментов было установлено, что наиболее надежным способом полного озоления нефти является окисление ее кислотами, проводимое в две стадии.

Параллельно с нами, исследования сырой нефти проводилось и в других лабораториях с опубликованием результатов, в частности, по нефти Балтийской НГО и Западно-Сибирской НГП (Вешев и др., 2000; Иванов и др., 2005). Кроме приведенных полученных данных, никаких принципиальных выводов об источнике элементов в нефти и возможности их использования для тех или иных построений в работах пока сделано не было.

Основываясь на многолетнем опыте изучения геохимии нефти, мы с одной стороны, исследовали микроэлементный состав сырой нефти, а с другой, с использованием имеющегося оборудования, повторили анализ ее фракций с целью выяснения характера распределения и концентрирования элементов-примесей в выделенных химически компонентах проб. Результаты исследований показали, что в маслах нефти различных регионов содержится до 6-18% ванадия, 4-35 % галлия, 3-8 % хрома и до 10 % бария. Концентрация таких элементов как титан, цинк, никель, цирконий, стронций составляет не более 1-2 %, остальные микроэлементы определяются на пределе чувствительности метода. Основными концентраторами литофильных элементов являются асфальтены. В них содержится 80-90 % REE, Y, Ba, Cs, Sr; 70-90 % V. Значительная же часть Cr, Mn, Cu, Ni, Co, Zn, Re, Pb (20-80 %) и Au, Ag, Se, Sb (20-50 %) накапливаются в спирто-бензольных смолах. Полученные результаты привели к выводу о том, что для изучения микроэлементной характеристики нефти и проведения сравнительного анализа металлогенической специализации флюидов различных регионов вполне оправдано исследование смолисто-асфальтеновых компонентов. Последние в достаточной мере отражают геохимические особенности нефти и позволяют избежать ошибок, получаемых как при изучении зольных остатков, так и сырой нефти, количество микроэлементов в которой определяется, прежде всего, её составом («разбавление» проб низкокипящими фракциями и маслами с минимальными содержаниями МЭ может составлять до 90 %). Низкие содержания элементов в сырой нефти, находящиеся на пределе чувствительности приборов, могут приводить к значительным ошибкам, а переменные содержания легких фракций затрудняют, по нашему мнению, сравнение результатов, полученных для разных регионов. Однако, используя методику изучения смолисто-асфальтеновых компонентов, мы заведомо занижаем в нефти суммарное количество селена, ртути, мышьяка, теллура, о чем говорилось выше.

Обобщенный анализ полученных данных по пяти регионам показал обогащенность всех исследованных проб, по отношению к кларку для верхней коры, летучими халькофильными элементами (Hg, As, Sb, Se, Te, Cd, Ag, Au), выборочно – ванадием, медью, рением, никелем, близки к коровым концентрации хрома, цинка, свинца, висмута (Готтих и др., 2008). Количественный анализ микроэлементного состава смолисто-асфальтеновых компонентов нефти по регионам позволил определить близкую геохимическую специализацию нефти Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, выразившуюся в накоплении Cr, Co, Ni, V, Cu, Ga, Nb, Cd, U. Кроме того, первые характеризуются высокими концентрациями Mo и Re, а вторые – Ba, W, Fe. По соотношению между летучими элементами, несмотря на значительный разброс в их содержании, можно было выделить As-Sb-Au-Ag-Hg специализацию нефти Днепровско-Донецкой, Se-Sb – Тимано-Печорской, Hg-Te-Re – Волго-Уральской, As-Se-Sb-Hg-Au – Восточно-Сибирской и Pb – Западно-Сибирской провинций. Особенно богата как по набору, так и содержанию летучих микроэлементов нефть Восточной Сибири. В целом, количество этих элементов повсеместно превышает кларк для базальтов, в которых они концентрируются. Обращает на себя внимание «всплески» в уровне накопления отдельных МЭ в нефти по сравнению со средними величинами, достигающие иногда целого порядка, что согласуется по геологическим данным с близостью отобранных проб к зонам тектонических нарушений или областям развития трещиноватости в породах геологических разрезов.

Отличие от транзитных и высоколетучих халькофильных элементов, на содержании и отношениях между которыми ранее базировались все построения, более информативными являются высокочarged элементы, среди которых на первом месте стоят лантаниды. Редкоземельные элементы являются индикаторными при изучении магматических, метасоматических, метаморфических, рудообразующих и других процессов. Начато использование их и в области нефтяной геологии, в частности для выяснения источника сноса вещества при формировании терригенных осадочных комплексов и выяснения хемогенных условий седиментации.

Лантаниды характеризуются постепенностью и непрерывностью изменения физических и химических свойств, а также включают элементы с различной валентностью в контрастных природных обстановках и фиксируют основные процессы магматической и флюидной дифференциации. При построении графиков распределения редкоземельных элементов в геохимии принято нормировать их на содержание элементов в углистых хондритах (С1) и представлять в логарифмическом масштабе.

Первые результаты по определению содержания редкоземельных элементов в асфальтенах и смолах нефти ДДВ получены почти 20 лет тому назад с помощью нейтронно-активационного анализа (Готтих и др., 1990). Основным результатом данной работы было обнаружение положительной аномалии по европию в хондритнормализованных спектрах лантанидов, что несвойственно верхнекоровым породным комплексам. Более поздняя работа, выполненная уже по пробам нефти ЮТС, подтвердила выявленную особенность (Винокуров, 2000). Кроме наличия положительной аномалии по европию в хондритнормализованных спек-

трах распределения лантаноидов в асфальтенах нефти выявлен дифференцированный отрицательный тип кривых и независимость его вида от глубины локализации углеводородных скоплений, химизма пластовых вод, подстилающих и вмещающих отложений. Дифференциация спектров определяется, в общем виде, La_N/Yb_N отношением, которое во фракции нефти ЮТС изменялось от 3 до 28 (ср. 11) при вариациях в содержании РЗЭ от 95 до 800 мг/т.

Справедливости ради следует отметить первую работу по изучению редкоземельных элементов в асфальтенах нефти Западной Сибири (Лопатин, 1992), вышедшую в 1992 году. Но некорректное представление результатов (нормирование на PAAS – постархейский сланец Австралии) привело авторов к принципиально ошибочным выводам. Нормирование приведенных в статье данных к хондритам выявило наличие в асфальтенах нефти Западной Сибири положительной аномалии по европию. Существенно более поздние работы, но уже с использованием метода ICP-MS, подтвердили начальные данные по нефти Западной Сибири и уже позволили количественно оценить величину аномалии (Eu/Eu^*) (Иванов и др., 2005).

Аналогичные результаты были получены и по нефти шельфа о. Сахалин, байкальской нефти, двум пробам нефти Восточной Сибири (Федоров и др., 2007).

В (Ясныгина и др., 2006) обобщены материалы о содержании и особенностях распределения редкоземельных элементов в нефти из 50 месторождений различных нефтегазоносных провинций, в породах и битумоидах из ОБ доманика и баженовской свиты, полученные с использованием ICP MS на приборе Elan 6100. Совокупность полученных данных показала, что количество лантанидов в асфальтенах нефти колеблется в весьма широких пределах, изменяясь от 200 до 3800 ppb (ср. 1700 ppb), в смолах – от 10-20 до 200-230 ppb (ср. 100 ppb), в маслах – 0,5-5,8 ppb (ср. 3,0). Как следует из рисунка 2, доманикиты девона и баженикиты юры, а также битуминозное вещество из них имеют отчетливо выраженную отрицательную европиевую аномалию (по знаку Eu_N/Sm_N отношения), величина которой составляет в среднем 0,6, что типично для осадочных пород, морских вод, а также в целом для всей верхней части земной коры. Поля, характерные для нефти, существенно перекрывают друг друга, а основная доля частных их значений располагается в пределах контура положительных европиевых аномалий. Значимые различия в содержании и характере распределения лантанидов в нефти дают основание допустить участие в формировании ее геохимического облика флюидов, не связанных с осадочным чехлом.

Для понимания механизма формирования положительной аномалии по европию следует обратиться к экспериментальным данным. Согласно (Готтих и др., 2009), возникновение её может быть связано с отделением флюидов из остывающих магм. Такое разделение обусловлено понижением фугитивности кислорода, которое смещает равновесие между 2^x и 3^x – валентным европием в сторону двухвалентного, повышая валовую растворимость европия во флюидах. Помимо этого, европий обладает наибольшей флюидофильностью при увеличении флюидного давления и наибольшей летучестью при минимальной температуре плавления по сравнению с другими лантанидами, что также способствует преимущественному переходу элемента во флюидную фазу. Участие таких флюи-

дов в нефтеобразовании может объяснить формирование в нефти особого типа хондритнормализованных кривых распределения РЗЭ. Учитывая экстремальный характер барической зависимости экстрагирующей способности флюида в отношении РЗЭ, следует ожидать, что степень обогащения лантанидами расплава и флюида будет зависеть от глубины дегазации. Дегазация в близповерхностных условиях или, напротив, на больших глубинах (>30 км), где Df/I максимальны (Df/I – коэффициент распределения элементов между флюидом и расплавом), способствует формированию наиболее обогащенных РЗЭ флюидов. Этим фактом, судя по всему, и определяется разница в уровне накопления изучаемых элементов в нефти, достигающая в среднем полутора порядков. Кроме того, в щелочных системах при уменьшении температуры в кристаллизующемся расплаве помимо роста Df/I повышается и содержание во флюиде LREE по сравнению с HREE. В связи с этим угол наклона в хондритнормализованных спектрах распределения элементов может определяться степенью щелочности очага или его отдельных областей, а также флюидным давлением. Наличие же в некоторых пробах нефти отрицательных аномалий по европию может быть обусловлено участием в формировании углеводородных скоплений флюидов, имеющих смешанную природу. Данная природа может быть обусловлена очагами контаминации мантийных магм верхнекоровым материалом и (или) процессом заимствования глубинными восстановленными флюидами лантанидов из углеродистых веществ кристаллического фундамента (графита, шунгита, битумов различных классов), а также из органического вещества осадочных породных комплексов.

Следует остановиться на одном важном методическом аспекте. Используя для определения лантанидов в нефти смолисто-асфальтеновые компоненты, мы достаточно полно отражаем уровень содержания элементов в ней, но занижаем величину европий-самариевого отношения. Подобное занижение связано с особенностями распределения лантаноидов по фракционному составу нефти. Установлено возрастание значений Eu_N/Sm_N отношения и абсолютной величины европиевой аномалии (Eu/Eu^*) от асфальтенов к смолам и далее к маслам. Причем в маслах содержание средних и тяжелых элементов, включая иногда и самарий, находится ниже порога определения. В связи с тем, что нефть в большинстве своём состоит из масел, величина положительной европиевой аномалии в хондритнормализованных спектрах распределения лантаноидов в нефти должна быть выше величины, определяемой в смолисто-асфальтеновых компонентах, что показано в (Федоров и др., 2007). Пониженное сродство европия к кислороду допускает возможность образования в резко восстановительной среде прочных соединений европия непосредственно с углеродом, а не через азот и кислород, что и обуславливает его преимущественное накопление, относительно других лантанидов, в легких фракциях нефти, параллельно с Hg, As, Se и др.

Следующую, достаточно информативную группу микроэлементов в нефти, составляют платиноиды, подразделяющиеся, в свою очередь, на иридиевую (Os, Ir, Ru) и палладиевую (Rh, Pt, Pd) подгруппы (в зависимости от поведения в глубинных процессах). Определение этих элементов, особенно в нефти, всегда было связанной со зна-

чительными аналитическими сложностями. Насколько нам известно, около 20 лет тому назад, о наличии иридия в нефти упомянул в своем докладе в ИФЗ РАН Дж. Кенни, посчитав данный факт весомым аргументом в пользу абиогенности нефти. Обусловлен вывод тем, что платиноиды присущи исключительно мафит-ультрамафитовым разновидностям магматических пород с которыми, преимущественно, и связаны их месторождения. Кларк PGE для кислых, и средних дериватов дифференциации магматических расплавов, а тем более для осадочных пород отсутствует. По аналогии с лантанидами, в петрологии применяют собственные диаграммы для указанных элементов, используя процедуру нормирования на хондрит или же на рассчитанные содержания элементов в примитивной мантии.

Первые данные о спектре элементов платиновой группы в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти был представлены в (Пушкарев и др., 1992). Наложение некоторых масс при проведении анализа потребовало введения серии поправок при расчете содержаний, что, впрочем, не помешало, в общем виде, охарактеризовать уровни накопления платиноидов в нефти восьми провинций. Было выяснено, что, во-первых, все нефти, в отличие от ряда эндогенных руд, характеризуются преобладанием палладия над платиной, что, судя по всему, определяется его большей подвижностью во флюидных системах. Во-вторых, специализация нефти по платинометальности определяется соотношениями между родием, рутением и иридием, при этом нефти провинций достаточно хорошо разделились по средним значениям Ru/Ir отношения. В работе был сделан предварительный вывод о том, что разделение нефти по платинометальности определяется спецификой платформенных гипербазитов, присутствующих в основании или верхних зонах осадочных разрезов многих НГП и формирующихся, соответственно, в различных геодинамических обстановках.

Изучение соотношений между платиноидами в нефти является очень перспективным направлением по ряду обстоятельств. Практически во всех нефтегазоносных провинциях в той или иной мере имеют место, часто неоднократно, проявления базит-гипербазитового магматизма. Важно найти генетическую связь между процессами нефтеобразования и специализацией мантийных резервуаров того или иного региона на данную группу элементов. Пожелание основано не только на неких представлениях, но и на полученных нами данных по четырем пробам битумов, после разложения, которых платиноиды были выделены из проб на специально созданной для этих целей установке и с использованием процедуры изотопного разбавления точно измерены их концентрации. Хондритнормализованный спектр платиноидов в битумах оказался идентичен аналогичному спектру платиноидов из руд Канады, используемых в качестве международного стандарта. То есть, часть компонентов в веществе нефти оказались мантийными.

В петрологии для сопоставления магматитов, выплавляющихся в различных геодинамических обстановках, используются так называемые спайдер – диаграммы, отражающие соотношения между несовместимыми элементами, то есть элементами не входящими с кристаллическую структуры мантийных минералов и удаляющихся из мантии в результате актов плавления. При этом анализи-

руется спектр Rb, Ba, Th, U, Nb, Ta, La, Ce, Pr, Sr, Nd, Zr, Hf, Sm, Eu, Ti, Gd, Tb, Dy, Y, Ho, Er, Tm, Yb, Lu нормализованный на содержание данных элементов в примитивной мантии. Но, для эффективного использования данной диаграммы необходимы сведения о коэффициентах фракционирования элементов в системе расплав – кристалл – флюид, которых в настоящее время недостаточно.

И, наконец, поскольку в нефтидах присутствуют лантаниды, крупноионные литофилы (Rb, Sr), актиноиды (Th, U) и платиноиды с целью идентификации источников вещества, принимающего участие как в формировании нефтематеринских толщ, так и нефтеобразующих флюидов можно использовать изотопные систематики неодама, стронция, свинца, осмия. Первые попытки измерения отношений между изотопами стронция и свинца в нефти в нашей стране были предприняты в 1992 году (Пушкарев и др., 1992). Выводы носили предварительный, в большей степени, заявочный характер и сводились к предположению о том, что в нефтидах присутствует глубинная составляющая, которая могла иметь либо субдукционную природу, либо могла быть экстрагирована из кристаллических пород верхней и нижней коры при температурах, существенно превышающих температуры нефтеобразования согласно биогенной концепции. Следующая, но уже более конкретная работа по изучению изотопного состава битумов из кембрийских отложений Сибирской платформы района развития кимберлитового магматизма и битумам нефтяных месторождений этого региона впервые в стране была проведена с использованием изотопной систематики неодама (Готтих и др., 1996). Было показано, что как твердые битумы, так и мальта, рассеянные в осадочных породах, прорванных кимберлитами, имеют мантийные соотношения изотопов неодама, сходные с аналогичными соотношениями в кимберлитах. Эти данные доказывали перспективность использования изотопной геохимии тяжелых элементов для диагностики источника вещества во флюидных, в том числе восстановленных, системах. Вопрос об источнике вещества в битумах нефтегазоконденсатных месторождений остался, при этом, открыт. Последующие исследования изотопного состава неодама и стронция, выполненные по нефтидам других регионов несколько приблизили к пониманию некоторых геохимических аспектов в области нефтяной геологии (Готтих и др., 2000). По крайней мере, было показано, что генетически нефть месторождения Белый Тигр не имеет никакого отношения к органическому веществу примыкающих осадочных толщ и вмещающим гранодиоритам, что широко обсуждалось (и обсуждается) в научной литературе.

Наиболее значимые результаты были получены при изучении осадочных комплексов, битумоидов из доманикового горизонта и нефти в пределах ЮТС и его склонов (Готтих и др., 2006; 2005). Во-первых, в битумоидах из ОБ пород доманика была идентифицирована мантийная компонента ($\epsilon_{Nd} = 8,1$), что подтвердило вышеприведенные аргументы в пользу влияния магматогенных газовых эманацій в формировании отложений подобного типа. Во-вторых, нефти из пермских отложений зоны сочленения ЮТС и Мелекесской впадины по стронций-неодимовым изотопным характеристикам отличаются как от нефти из каменноугольных коллекторов западного склона свода, так и от нефти из девонских отложений Ромашкинского мес-

торождения. Кроме того, изотопные отношения указанных элементов в нефти отличны от таковых отношений в битумоидах из нефтематеринских свит и от изотопных характеристик самих пород. Вопрос интерпретации результатов обсуждается в настоящее время, но полученные данные указывают на иной, чем вещество осадочных породных комплексов и заключенных в них ОБ источник вещества, участвующего в формировании скоплений нефти.

Кратко приведенные сведения об использовании изотопной геохимии тяжелых элементов показывает высокую перспективность их использования в нефтяной геологии. Вместе с тем, совершенно очевидно, что для корректной интерпретации комплекса геохимических исследований необходимо привлечение данных по соотношениям изотопов в Pb-Pb и Re-Os систематиках. Если в отношении первой возможен прогресс, то, к сожалению, масс-спектрометров для измерения изотопов осмия в нашей стране нет.

Анализ комплекса геохимических исследований нефти, пород и ОБ позволяет выделить в составе нефтидов глубинные компоненты, что предопределяет поиск и идентификацию внутрикоровых и мантийных аномалий, сопряженных в пространстве с областями локализации нефтяных скоплений в породах осадочного чехла

Выводы:

– нефти всех нефтегазоносных провинций обогащены по отношению к кларку для верхней коры элементами, присущими фумарольным газам вулканов: Hg, As, Sb, Se, Te, Cd, Ag, Au; выборочно: Re, Ni, Cr, Pb, Bi;

– во всех пробах нефти присутствуют элементы платиновой группы, что отличает нефти от верхнекоровых комплексов и пород осадочного чехла; в выделенных с изотопным разбавлением из нефти платиноидах, нормализованный на хондрит спектр сходен со спектром платиноносных руд гипербазитов;

– нефти провинций отличаются как по набору ряда элементов на диаграммах: четные-нечетные, так и по некоторым индикаторным отношениям: Ru/Ir, Ti/Y, Zr/Nb, Nb/Ta, Th/Yb;

– хондритнормализованные спектры лантанидов нефти, в большинстве своем, характеризуются ярко выраженной положительной аномалией по европию, что отличает их от аналогичных спектров органического вещества, пластовых (захороненных) вод, осадочных и кислых магматических и метаморфических пород фундамента. Угол наклона в нормализованных спектрах лантаноидов нефти $(La/Yb)_N$ определяется, судя по всему, как щелочностью источника, так и величиной флюидного давления;

– битумы, рассеянные в осадочных породах нефтегазоносных провинций по своим геохимическим особенностям не «вписываются» в разработанную классификацию нефтидов Успенского-Радченко и не могут, в значительной своей части, являться продуктами преобразований нефти. Разница в уровне накопления ряда элементов между битумами и нефтью достигает 4-5 порядков;

– различие в уровнях накопления ряда микроэлементов в планктоне и битумоидах из ОБ нефтематеринских пород (микронейфы) может достигать двух порядков. Кларка для данных образований не существует, а содержание микроэлементов в ОБ определяется геохимическими условиями бассейна седиментации. Уровень кон-

центрирования «биофильных» элементов в органических веществах, развивающихся в областях влияния глубинных флюидов, также существенно превышает уровень их накопления в ОВ на удалении от источников (от 5-10 раз до двух и более порядков);

– изотопные составы продуктов трансформации магматогенных флюидов (битумов) при инверсии редокс-потенциала, в ряде случаев соответствуют источникам расплавов, а не предполагаемым биогенным контаминантам, что позволяет использовать изотопию тяжелых элементов в области нефтяной геологии;

– в битумоидах из ОВ доманикового горизонта ЮТС идентифицирована мантийная компонента, соответствующая резервуару DM. Модельный возраст источника отвечает возрасту проявления в регионе среднедевонского этапа магматизма;

– изотопные составы нефти не отвечают изотопным составам пород осадочного чехла и битумоидам ОВ. Возможным источником вещества для нефтеобразующих флюидов могут быть области ЕМ, образовавшиеся, в том числе, и в результате палеосубдукционных процессов.

Литература

Вешев С.А., Степанов К.И., Васильева Т.Н. Определение широкого круга элементов-примесей в нефтяных объектах. *Геохимия*. 2000. №10. 1132-1136.

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*. 2000. т.370. №1. 183-186.

Габинет О.М., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Микроэлементный состав смолисто-асфальтеновых компонентов нефтей ДДВ. *Геология и геохимия горючих ископаемых*. Киев: Наук. Думка. 1991. №77.

Гольдберг И.С. Металлогенетическая специализация нефтегазоносных провинций и условия формирования металлоносных месторождений нефтей и битумов. *Основы прогноза и поисков нетрадиционного углеводородного сырья*. Л.: 1989. 101-121.

Гольдберг И.С. Нафтометаллогенетические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах. *Геология нефти и газа*. 1990. №3. 2-7.

Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти. *Докл. РАН*. 2009. Т. 425. №2. 222-227.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Битумогенез в нижних горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов. *Докл. РАН*. 1996. Т.348. №4. 520-523.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы*. 4(21) 2006. 6-11.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Распределение микроэлементов в системе кимберлит-битум и базальт-битум в диатремах Сибирской платформы. *Докл. РАН*. 2004. Т.392. №6. 795-799.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности пород, битумов и нефтей некоторых нефтегазоносных провинций: изотопные соотношения Nd и Sr. *Докл. РАН*. 2000. Т.375. №1. 85-88.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней. *Докл. РАН*. 2008. Т.422. №1. 88-92.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалиев Д.К., Журавлев Д.З. Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского месторождения. *Отечественная геология*. 2005. №3. 3-11.

Демина Л.Л., Галкин С.В., Леин А.Ю., Лисицын А.П. Первые данные по микроэлементному составу бентосных организмов гидротермального поля 9° 50' С.Ш. (Восточно-Тихоокеанское поднятие). *Докл. РАН*. 2007. Т.415. №4. 528-531.

Жариков В.А., Горбачев Н.С. Поведение редкоземельных элементов в флюидно-магматических системах. В кн. *Экспериментальная минералогия*. М.: Наука. 2004. Т.1. 21-37.

Иванов К.С., Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н. Некоторые предварительные результаты исследований микроэлементов нефтей на

примере залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Известия Уральского государственного горного университета*. Екатеринбург. 2005. 113-117.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Спиридонов А.И. Металлогенетические особенности жидких и твердых углеродистых веществ в отложениях ДДВ. *ДАН СССР*. 1990. Т.312. №6. 1445-1450.

Лопатин Н.В., Мойя М.А., Трофимов В.А. О геохимической ассоциации редкоземельных элементов с нефтематеринскими отложениями и нефтями Западной Сибири. *Геохимия*. 1992. №3. 361-363.

Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Панях Н.А., Готтих Р.П. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений. *Докл. РАН*. 2004. Т.398. №6. 795-799.

Надилов Н.К., Котова А.В., Камьянов В.Ф. и др. Новые нефти Казахстана и их использование: *Металлы в нефтях*. Алма-Ата: Наука. 1984. 448.

Пуланова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей. *Геохимия*. 2004. №8. 893-907.

Пуланова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ. *Геохимия*. 1998. №9. 959-972.

Полякова И.Д. Металлы в нафтидогенезе. *Геология и геофизика*. 1996. 37. №3. 62-67.

Пушкарев Ю.Д., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Изотопные составы Pb, Sr и Nd в нефти и битумах как показатель присутствия в них глубинной составляющей. *Тез. докладов XIII симпозиума по геохимии изотопов*. 1992. Москва. 165-167.

Савенко В.С. Элементный химический состав океанского планктона. *Геохимия*. 1988. №8. 1084-1089.

Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ИСП-МС). *Докл. РАН*. 2007. Т.414. №3. 385-388.

Ясныгина Т.А., Малых Ю.М., Рассказов С.В. и др. Определение редких земель методом ИСП-МС: сопоставление с нефтями Сибири и Дальнего Востока России. *Докл. РАН*. 2006. Т.410. №5. 672-675.

Eisler R. Trace metal concentration in marine organism. N.Y. Pergamon Press. 1981. 687.

R.P. Gottikh, B.I. Pisotsky, I.N. Plotnikova. Informativity of trace elements in the oil geology.

The article shows the significance of studying the trace elements in oil and bitumen to solve the oil geology issues. Methods review for studying the trace element composition of oil is carried out. The analysis of various trace elements information content in the study of oil formation processes is represented, substantiation for the deep nature of trace elements in oils is given, and the mechanism of geochemical anomalies formation in the Domanik rocks of the Volga-Ural region is revealed.

Keywords: oil, trace elements, trace element composition of crude oil and bitumens, metals, fluid, magma, the origin of oil.

Богдан Иванович Писоцкий

Главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН.

119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3.

Тел.: (495) 911-47-98, (963) 963-89-39.

Римма Павловна Готтих

Главный научный сотрудник Всероссийского научно-исследовательского института геологических, геофизических и геохимических систем (ВНИИГеосистем).

117105, Москва, Варшавское ш., 8.

Тел.: (495) 952-34-859.

МЕТАЛЛОНОСНЫЕ РАССОЛЫ И ОПРЕСНЕННЫЕ ВОДЫ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ

Приведены результаты исследований макро- и микрокомпонентного состава пластовых вод нефтегазоносных бассейнов Скифско-Туранской платформы. Рассматриваются особенности распространения и условия формирования глубинных опресненных вод и металлоносных рассолов в нижних структурных этажах молодой платформы. Обосновывается их глубинный генезис. Показано, что поступление металлоносных рассолов и опресненных вод в осадочный чехол платформы является составной частью единого и непрерывного процесса дегазации земли.

Ключевые слова: пластовые воды, минерализация, гидрохимическая инверсия, редкие элементы, глубинная дегазация, нефтегазоносность.

Комплексное использование минеральных ресурсов в настоящее время рассматривается как одна из приоритетных задач рационального природопользования. Одним из возможных путей ее решения является вовлечение в производственную сферу новых источников гидроминерального сырья, в число которых входят подземные воды, в том числе и попутные воды нефтяных и газовых месторождений, содержащие в повышенных количествах промышленно ценные компоненты и их соединения. В основном это йод, бром, бор, стронций, литий, рубидий, цезий, германий, калий, натрий, магний, кальций и др. Более того, эти воды могут служить источником хлоридов натрия, кальция, реже калия и магния, стоимость которых в единице объема исходного сырья зачастую во много раз превышает суммарную стоимость редких элементов. Помимо перечисленных выше элементов в попутных и пластовых водах месторождений нефти и газа в повышенных концентрациях обнаружены ртуть, галлий, хром, марганец и другие, редкие и рассеянные элементы.

Специфические особенности химического состава пластовых вод продуктивных отложений нефтегазоносных бассейнов (НГБ) отмечались еще в работах Н.И. Андрусова, А.Д. Архангельского, И.М. Губкина, В.И. Вернадского, А.Д. Ферсмана и др. В последующем изучении закономерностей их формирования занимались многие ис-

следователи (М.Е. Альтовский, М.С. Гуревич, Л.Н. Капченко, А.А. Карцев, В.Н. Корценштейн, Е.В. Пиннекер, В.А. Сулин, Г.М. Сухарев, Я.А. Ходжакулиев, Г.П. Якобсон, В.М. Швец др.). Практически для всех НГБ были отмечены следующие региональные особенности состава пластовых вод продуктивных отложений:

- по мере увеличения глубины залегания продуктивных нефтегазоносных комплексов наблюдается увеличение общей минерализации пластовых вод и содержание большинства микро- и макрокомпонентов за исключением гидрокарбонат- и сульфат-ионов, концентрация которых с глубиной падает;

- возрастание концентраций перечисленных параметров пластовых вод наблюдается по мере удаления от горно-складчатого обрамления НГБ;

- залежи углеводородов (УВ) характеризуются наличием как отрицательных, так и положительных ореолов относительно фона концентраций многих микроэлементов, а также органических веществ и углеводородных газов;

- для нефтегазоносных бассейнов древних платформ, как правило, характерна нормальная гидрохимическая зональность, выражающаяся в постепенном росте минерализации, абсолютных и относительных концентраций кальция, брома, редких щелочных металлов, аммония, метана и других органических соединений с глубиной;

- нефтегазоносные бассейны молодых плит, а также прогибы альпийских подвижных областей ха-

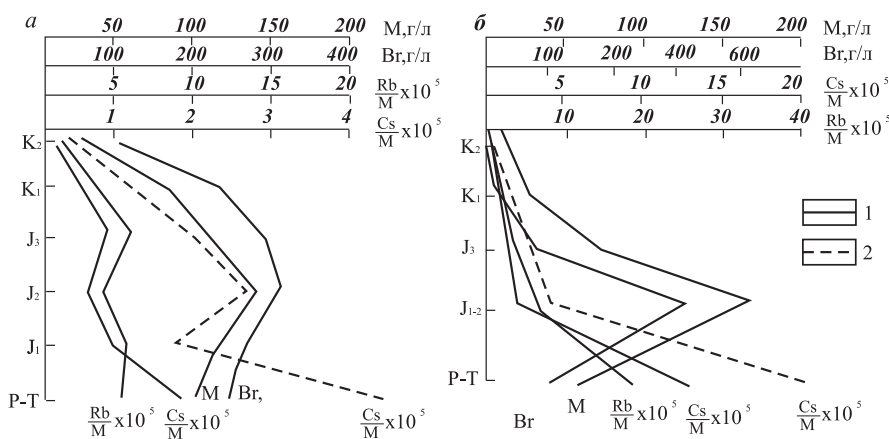


Рис. 1. Инверсия вертикальной гидрохимической зональности ВПАБ (а) и ЮМАБ (б). 1 – средние значения минерализации и концентраций микроэлементов; 2 – максимальные значения относительных концентраций цезия, отмеченные в зонах КГА.

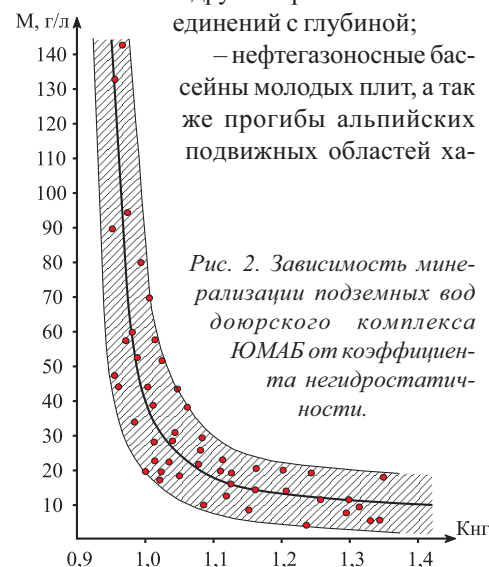


Рис. 2. Зависимость минерализации подземных вод доюрского комплекса ЮМАБ от коэффициента негидростатичности.

рактируются распространением вод пониженной минерализации в нижней части продуктивного разреза и значительной неоднородностью состава вод одного и того же горизонта в пределах разных тектонических зон.

Подтверждением сказанному могут служить результаты наших исследований, выполненные в разные годы при изучении гидрохимических и гидродинамических условий продуктивных горизонтов и комплексов Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака (Попков, Медведев, 1986; Попков и др., 1986; Ларичев, Попков, 2003 и др.). Эти исследования были направлены на всестороннее изучение макро- и микрокомпонентного состава пластовых вод, их минерализации, изотопии, особенностей формирования глубинной зональности. Учитывая важность этих вопросов, а также факт наличия притоков воды из доюрских горизонтов с промышленной концентрацией ряда щелочных и щелочноземельных металлов, было продолжено изучение генезиса подземных вод. При этом особое внимание было уделено изучению их микрокомпонентного состава и изотопии.

В основу исследований положены результаты компонентного состава около 1000 проб пластовых вод из поисково-разведочных и эксплуатационных скважин Мангышлака и Восточного Предкавказья с привлечением материалов по гидрогеологии смежных регионов. В результате было установлено следующее.

В геологическом отношении рассматриваемая территория относится к молодой эпигерцинской Скифско-Туранской платформе. Доверхнепермские отложения подвергнуты региональному метаморфизму зеленосланцевой стадии, дислоцированы, местами прорваны гранитоидными интрузивами и большинством исследователей относятся к консолидированному основанию платформы. В основании осадочного чехла залегает вулканогенно-осадочный комплекс поздней перми – триаса, выделяемый обычно в качестве самостоятельного структурного этажа (промежуточного или переходного комплекса). Вышележащие отложения всеми исследователями включаются в состав платформенного чехла.

В вертикальном разрезе рассматриваемой территории, согласно общепринятым схемам гидрогеологической зональности, выделяется два гидрогеологических этажа: верхний, где получили развитие инфильтрационные водонапорные системы и нижний, преимущественного развития седиментационных и литогенных вод. В верхнем этаже, охватывающим палеоген-четвертичный и юрско-меловой стратиграфический интервал, происходит увеличение минерализации и содержания большинства микро- и макрокомпонентов. При переходе к нижнему этажу эта тенденция сохраняется, однако, достигнув в разрезе юрских водоносных горизонтов и комплексов значений минерализации 140-160 г/л, дальнейший рост минерализации не происходит, а в макрокомпонентном составе резко уменьшается концентрация гидрокарбонат- и сульфат-ионов.

На границе юрского и пермско-триасового нефтегазовых комплексов и в верхних горизонтах триаса на многих площадях отмечено понижение минерализации вод и содержания ряда компонентов: брома, йода, бора, стронция, а в ряде случаев – рубидия и лития. В то же время возрастают абсолютные и относительные концентрации гидрокарбонат-иона и цезия.

Наиболее контрастно инверсия вертикальной химической зональности подземных вод выражена в западной части Прикумской нефтегазоносной области Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (ВПАБ), Жетыбай-Узеньской и Песчаномысско-Ракушечной зонах нефтегазонакопления Южно-Мангышлакского артезианского бассейна (ЮМАБ). Степень понижения минерализации пластовых вод в триасовых и палеозойских коллекторах по сравнению с вышележащими горизонтами достигает 7–8 раз, а на отдельных площадях – на порядок и выше (Рис. 1). Наблюдаемая инверсия носит сложный характер и проявляется в пределах разбуренных площадей в разной степени. Как правило, это мозаичный характер распространения вод пониженной минерализации как в плане, так и в разрезе триаса и палеозоя. Например, для ВПАБ отмечены зоны, в пределах которых минерализация пластовых вод нефтекумской свиты нижнего триаса меняется от 20-30 до 120-130 г/л. Для ЮМАБ также свойственна мозаичная гидрохимическая зональность доюрского комплекса, причем минерализация вод ниже- и среднетриасовых отложений меняется в пределах региона от 5,0-20 до 160 г/л (Рабинович и др., 1985; Ларичев, Попков, 2003), нередко на незначительном расстоянии по простиранию пласта.

В частности, на месторождении Южный Жетыбай (ЮМАБ) в юрской серии регионально выдержанных водоносных горизонтов и комплексов получили развитие хлоркальциевые высокоминерализованные рассолы с минерализацией 129,1-165,3 г/л, в которых отмечены высокие концентрации (мг/л): калия – до 1500, брома – 156-560, бора – до 52, йода – 15-43, аммония – 47-159, нефтяных кислот – до 7,5.

Подземные воды ниже залегающих триасовых отложений в пределах данного месторождения вскрываются на глубинах от 2900 до 4100 м и характеризуются значительными колебаниями минерализации, от 1,1 (скв. 22) до 157 г/л (скв. 15). Воды, как правило, имеют повышенные содержания гидрокарбонатов, сульфатов, повышенные значения pH и пониженные концентрации кальция, магния, йода, брома и относятся к различным генетическим типам: гидрокарбонатно-натриевому и хлоркальциевому. В отличие от вод юрских горизонтов, в которых не проявляется каких-либо закономерностей в распределении минерализации как по площади, так и по разрезу, для вод доюрского комплекса установлена довольно четко выраженная плановая зональность.

Как и на структурном плане, в пределах месторождения хорошо фиксируются два «купола» с минимумом минерализации: западный, совпадающий с Каржауским и восточный, совпадающий с Нормаульским локальными поднятиями, к западу и востоку от которых минерализация вод возрастает до 25-48, 5 г/л, а к северу – до 157-159 г/л (скв. 31, 15, 14). На юге эта закономерность нарушается крупным Жетыбай-Узеньским разломом, осложняющим южное крыло, и являющимся мощным тектоническим экраном. При этом одновременно с ростом минерализации происходит и изменение типов вод. Так, в центральной части месторождения (скв. 26, 22, 25, 23) получили развитие воды ГКН типа, которой при удалении к крыльям и периклиналям изменяется на хлоркальциевый.

Отмеченная выше плановая гидрохимическая зональность пластовых вод доюрского комплекса наблюдается

на многих детально разбуренных месторождениях нефти и газа: Северо-Ракушечное (Песчаномысско-Ракушечный свод), Тасбулат (Жетыбай-Узеньская ступень), Северное Карагие (Карагийнская седловина) и многих других (Тенге, Западное Тенге, Каменистое).

Помимо этого, в пределах перечисленных выше месторождений отмечается также плановая гидродинамическая зональность, проявляющаяся в постепенном снижении величины коэффициента негидростатичности (Кнг) от свода к крыльям и периклиналям. В сводовых скважинах, в которых зафиксированы минимальные значения минерализации пластовых вод доюрского комплекса, отмечаются максимальные величины коэффициента негидростатичности, составляющие 1,1-1,4. К крыльям структур рост минерализации вод сопровождается снижением Кнг до 1,0-0,98, что иллюстрируется на примере ряда месторождений ЮМАБ (Рис. 2).

Примечательно, что для ВПАБ и ЮМАБ не отмечено связи между глубиной залегания доюрских коллекторов и минерализацией пластовых вод. В нижней части осадочного разреза и породах фундамента данных бассейнов отмечены как положительные, так и отрицательные гидрохимические аномалии по стронцию, литию, рубидию, цезию и йоду относительно рассолов перекрывающих юрских горизонтов сходной минерализации и химического состава. В целом же для вод триаса и палеозоя, в случае снижения минерализации, доминирующей является тенденция к уменьшению концентрации перечисленных элементов (за исключением редких щелочных металлов). Однако в пределах ряда структур отмечены контрастные гидрохимические аномалии (КГА), характеризующиеся резким (до двух порядков) возрастанием содержания рубидия, цезия, стронция, а в некоторых случаях и йода не зависимо от изменения минерализации и микрокомпонентного состава пластовых вод (Попков и др., 1986).

Наиболее ярко выраженные КГА ЮМАБ и ВПАБ (структуры Стальская, Мартовская, Байджан, Эбелекская и Оймаша) отмечены в зонах прорыва фундамента гра-

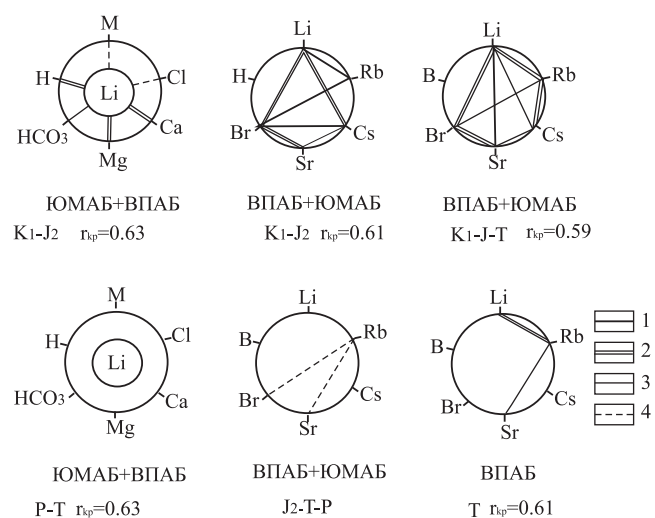


Рис. 3. Корреляционные связи между компонентами пластовых вод артезианских пластовых вод нефтегазоносных бассейнов Скифско-Туранской плиты. Абсолютные величины парных коэффициентов корреляции: 1 – $r > 0,9$; 2 – $0,8 < r < 0,9$; 3 – $0,7 < r < 0,8$; 4 – $r_{кр} < r < 0,7$; М – минерализация, Н – глубина, $r_{кр}$ – критическое значение коэффициента корреляции r для данной выборки.

нитными интрузивами. В вышележащих юрских и меловых коллекторах аномалии подобного рода не обнаружены за исключением тех случаев, когда доюрские осадочные породы в разрезе отсутствуют (структура Стальская, ВПАБ). Несмотря на то, что аномально высокие концентрации редких металлов зачастую пространственно совпадают с гранитными интрузивами, утверждать, что последние являются источником этих элементов в пластовых водах, нет оснований.

Во-первых, в самих гранитах содержание рубидия, цезия, лития, стронция не превышает их значений для вышележащих коллекторов и водоупоров. Например, для ВПАБ концентрация стронция в породах составляет: аргиллиты – 200-600, песчаники – 250-1750, известняки – 300-4000, туфы – 500-1000, граниты – 150-250 мг/кг.

Во-вторых, рассматриваемые интрузивы характеризуются наличием коры выветривания и, таким образом, вероятность сохранения реликтовых растворов выщелачивания, обогащенных редкими металлами, практически равна нулю, так как выщелачивание имело место свыше 200 млн. лет назад.

В-третьих, содержание редких щелочных металлов в продуктах выветривания гранитоидов не отличается от исходных концентраций в материнских породах, то есть граниты нельзя рассматривать в качестве источника, например, лития в пластовых водах глубоких горизонтов. Кроме того, минерализация вод зон КГА ни в одном случае не превышает 160-180 г/л, что свидетельствует о том, что эти рассолы не прошли стадию садки галита. Следовательно, аномальные концентрации редких щелочных металлов в них нельзя объяснить многократным выпариванием исходного раствора в поверхностных или пластовых условиях.

Итак, можно говорить о том, что формирование КГА не связано с изменением химического состава пластовых вод в процессе катагенетических преобразований. В рас-

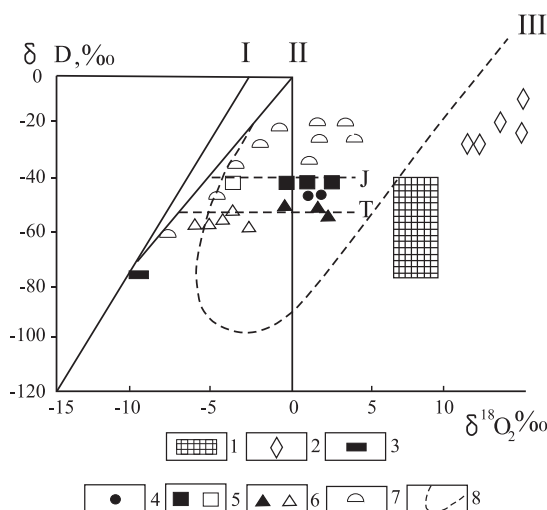


Рис. 4. Изотопный состав природных вод артезианских нефтегазоносных бассейнов Скифско-Туранской плиты. I – линия метеорных вод; II – линия разбавления океанических вод поверхностными; III – линия концентрирования подземных вод; 1 – предполагаемое поле ювенильных вод; 2 – конденсатогенные воды; 3 – воды нижнемеловых отложений ВПАБ; 4 – воды верхнеюрских отложений ВПАБ; 5 – воды среднеюрских отложений: а – ВПАБ, б – ЮМАБ; 6 – воды доюрских отложений: а – ВПАБ, б – ЮМАБ; 7 – воды солеродных отложений Туранской плиты; 8 – поле подземных талассогенных вод.

смаатриваемых случаях природу КГА следует предположить ее глубинную (ювенильную или метаморфогенную) составляющую. Увеличение концентраций цезия и рубидия на порядок и два в водах триаса и палеозоя по сравнению с пластовыми рассолами аналогичного химического состава и равной (или большей) минерализации свидетельствует только о наличии источника этих металлов вне области формирования химического состава подземных вод, так как в противном случае наблюдалась бы связь между изменениями содержаний микрокомпонентов с минерализацией и макрокомпонентами этих вод. В зонах же КГА исследуемых регионов никаких связей между этими величинами не установлено (Попков и др., 1986).

Примечательно, что КГА характерны только для доюрской части разреза (исключением является, как отмечалось выше, Стальская площадь), в то время как для вышележащих горизонтов и комплексов свойственна сравнительная однородность микро- и макрокомпонентного состава пластовых вод. Как правило, в верхней части разреза НГБ (юра-мел) редкие щелочные металлы и стронций образуют устойчивые корреляционные связи с макрокомпонентами и друг с другом, в то время как в нижней они либо ослабевают, либо отсутствуют (Рис. 3).

В пределах ВПАБ, ЮМАБ и других бассейнов молодых платформ в верхних горизонтах платформенного чехла наиболее распространенными являются корреляционные связи редких щелочных металлов и стронция с минерализацией и глубиной (Н). Исключение составляют пары Sr-H (ВПАБ), Rb-H (ЮМАБ). Для нижних частей разреза отмечено отсутствие значимых корреляционных связей (коэффициенты парной корреляции не достигают критического значения) между литием и цезием, рубидием и цезием, литием и стронцием, цезием и стронцием, в то время как для верхней части НГБ в целом эти связи весьма устойчивы.

Исходя из анализа генетических коэффициентов $r_{Na/rCl}$ и Cl/Br , можно утверждать, что пластовые воды фанерозойских отложений ВПАБ и ЮМАБ относятся к талассогенному типу. В ВПАБ коэффициент $r_{Na/rCl}$ для меловых отложений составляет 0,80-0,90, для юрских – 0,72-0,76, для триасовых – 0,78-0,55. Хлор-бромный коэффициент изменяется в пределах 180-

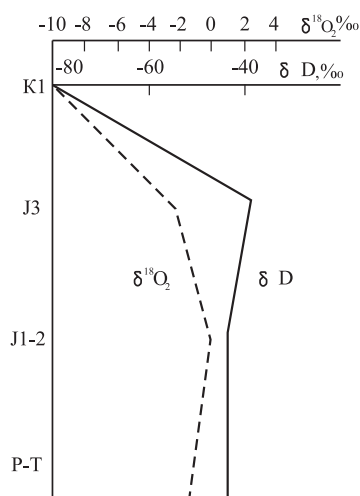


Рис. 5. Характер изменения изотопного состава пластовых вод в разрезе мезозойских отложений Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции.

280. Пластовые воды мезозойских горизонтов ЮМАБ также характеризуются близкими значениями этих показателей (например, для вод среднеюрского комплекса отношение $r_{Na/rCl}$ составляет 0,72-0,77, а хлор-бромный коэффициент – 180-300). Достаточно стабильны в пределах ВПАБ и ЮМАБ отношения Rb/M^4 , Cs/M^4 в юрских водах, в то время как диапазон их изменений в водах доюрского комплекса гораздо шире.

При изучении характера изменения отноше-

ний микро- и макрокомпонентов пластовых вод ВПАБ, ЮМАБ и других нефтегазоносных районов эпигерцинской платформ (Северо-Устюртского и Амударьинского) по программе «НО»-2 было установлено (Попков и др., 1986), что наиболее отчетливую тенденцию к накоплению с глубиной относительно всех исследуемых компонентов проявляют цезий и литий, а общий зональный ряд накопления элементов снизу вверх выглядит следующим образом: $Li-Cs-Sr-B-Ca-J-Br-Cl-Mg-HCO_3$. Изменение парных отношений с глубиной чаще всего носит инверсионный характер. Например, для ЮМАБ в юрско-меловом разрезе отмечается монотонное увеличение с глубиной коэффициентов Rb/Li , Cs/Li , а в отложениях доюрского комплекса пород происходит резкое снижение этих отношений.

Инверсионная зональность химического состава подземных вод рассматриваемых НГБ проявляется и в изотопном составе водорода (Рис. 4, 5). Если воды юрских горизонтов ВПАБ и ЮМАБ характеризуются значениями $\delta D = -42 \div 44$ ‰, то для вод доюрских отложений отмечено обеднение дейтерием: $\delta D = -55 \div 60$ ‰. Фигуративные точки изотопного состава пластовых вод юрских и триас-палеозойских толщ попадают в основном в область состава талассогенных вод. Наблюдаемый сдвиг изотопного состава вод нижней части разреза АНБ в сторону линии Крейга может быть связан со следующими причинами:

- увеличением доли инфильтрационных вод в пермско-триасовых коллекторах;

- изотопным обменом седиментационных вод с глубинными углекислотой и водородом, приводящим, как известно (Селецкий, 1983), к облегчению изотопного состава кислорода и водорода воды.

Как было показано ранее (Рабинович и др., 1985; Попков и др., 1986), конкретная геологическая обстановка территории не позволяет связывать аномально высокие концентрации редких щелочных металлов в пластовых водах глубоких горизонтов с их привнесом в инфильтрационных водах и поэтому мы объясняем наблюдаемый сдвиг изотопного состава кислорода и водорода металлоносных вод БПАБ и ЮМАБ с влиянием глубинных факторов.

Тяготение зон КГА к областям гранитоидных массивов может свидетельствовать о следующем:

- тектонические разрывы, пересекающие гранитные массивы, выполняющие роль подводящих каналов для глубинных флюидов;

- выплавление гранитных магм и образование рудоносных (интрателлурических) растворов происходило из одних и тех же зон земной коры по одним и тем же тектонически ослабленным участкам, хотя, безусловно, и в разное время. По имеющимся данным, начало плавления гранитных магм происходит при температуре 650-700°, что совпадает с условиями перехода лития в подвижное состояние (Кременицкий и др., 1979).

Таким образом, разломы, по которым в позднепалеозойское время происходило внедрение гранитных магм, представляют собой глубинные каналы миграции продуктов дегидратации и дегазации зон земной коры и в более позднее время. Исходя из величин геотермического градиента ВПАБ и ЮМАБ, температурная зона 650-700° расположена на глубинах 18-25 км.

Учитывая, что вулканическая деятельность в пределах данных регионов завершилась в конце триаса (Попков и

др., 1986), следует предположить, что максимальная интенсивность гидротермальной активности была приурочена к доюрскому времени. Очевидно, в это же время сформировались и КГА, хотя процесс поступления рудоносных флюидов мог продолжаться и позднее, но в резко ослабленных масштабах. Об этом косвенно может свидетельствовать наличие высоких концентраций редких щелочных металлов в пластовых водах юрских коллекторов на площади Стальская.

В отложениях переходного комплекса наряду с КГА отмечаются и случаи резкого снижения минерализации пластовых вод (в 7-8 раз ниже по сравнению с юрскими рассолами). По мнению ряда исследователей, глубинные опресненные воды (ГОВ) являются позднейшими дериватами дегазации и дегидратации пород глубоких зон земной коры (Горобец, 1983; Попков и др., 1986; Селецкий Ю.Б., 1983). О том, что ГОВ не являются первичными (захороненными) пластовыми флюидами, свидетельствуют многочисленные факты существенного возрастания минерализации попутных вод ряда нефтяных месторождений в триасовых отложениях в процессе разработки залежи с одновременным повышением концентрации редких щелочных металлов (месторождения Юбилейное, Солончаковское, Восточно-Сухокумское, Оймаша).

Отложения доюрского осадочного комплекса в процессе катагенетических преобразований в значительной мере утратили свои первичные пористость и проницаемость. В формировании полезной емкости в этой части разреза существенная роль отводится процессам выщелачивания, наиболее интенсивно протекающим в участках повышенной тектонической трещиноватости, связанных с неотектонически активными разломами (Паламарь и др., 1982). Мигрирующие по разрывам глубинные флюиды, содержащие углекислоту, обладают высокой агрессивностью по отношению к силикатам и, особенно, карбонатным породам. В результате на участках выщелачивания образуются благоприятные условия для аккумуляции ГОВ.

В то же время в отложениях платформенного чехла, где развиты породы с высокими коллекторскими свойствами и, соответственно, более высокой водообильностью, эффект опреснения оказывается затухающим. Изучение микрокомпонентного и изотопного состава ГОВ подтверждает их глубинный генезис (Ежов, 1981; Селецкий, 1983; Тарасов, 1982). Несомненна молодость аномалий ГОВ, поскольку рассматриваемые регионы испытали неоднократные тектонические перестройки, сопровождавшиеся образованием новых систем трещин и разрывов и, как следствие, увеличением проницаемости разреза, что должно было привести к выравниванию степени минерализации вод глубоких горизонтов. Подтверждается сказанное и тяготением ГОВ к участкам и зонам повышенной неотектонической активизации.

Таким образом, проведенные исследования показали, что поступление металлоносных (интрателлурических) флюидов и ГОВ в верхние горизонты земной коры является составной частью единого и непрерывного процесса дегазации более глубоких ее горизонтов. На переходном этапе тектонического развития молодой платформы доминировали постмагматические процессы и синхронная вулканизму гидротермальная деятельность, обусловившие обогащение пластовых вод рядом редких элементов. Уста-

новление платформенного режима привело к снижению проницаемости земной коры, что отразилось и на составе глубинных флюидов, мигрирующих снизу по разломам, нашедших отражение в химическом облике ГОВ. КГА, вероятнее всего, связаны с термобарическими условиями, отвечающими зоне образования гранитных магм, а ГОВ формируются при дегидратации глинистых минералов и кристаллогидратов при температурах от 100 до 450°.

Работа выполнена при поддержке РФФИ: гранты 08-05-00342-а; 09-05-00052-а; 09-05-96502-р_юг_а и проекта «Развитие научного потенциала высшей школы» № 2.1.1/3385.

Литература

- Ежов Ю.А. Закономерности распространения химической инверсии в подземной гидросфере. *Советская геология*. 1981. № 1. 132-136.
- Кременицкий А.А., Самодуров Л.К. Геохимия щелочных металлов в процессе регионального метаморфизма. *Геохимия*. 1979. №10. 1146-1148.
- Ларичев В.В., Попков В.И. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака. Ставрополь: СевКавГТУ. 2003. 144.
- Попков В.И., Медведев С.А. Эволюция тектонической проницаемости земной коры Мангышлака и Восточного Предкавказья. *Доклады АН СССР*. 1986. Т. 290. № 3. 690-693.
- Рабинович А.А., Попков В.И., Паламарь В.П., Михайленко Н.И. Гидрогеологические особенности доюрского разреза Южного Мангышлака. *Советская геология*. 1985. № 11. 103-112.
- Селецкий Ю.Б. Изотопы кислорода и водорода в выявлении природы гидрохимической инверсии подземных вод. *Водные ресурсы*. 1983. №2. 117-123.
- Тарасов М.Г. Изотопная диагностика глубокозалегающих опресненных вод артезианских бассейнов. *Водные ресурсы*. 1982. №6. 157-162.

V. Popkov, V. Larichev, S. Medvedev. **Metal-bearing brines and desalinated waters of the oil and gas basins deep horizons.**

The researches results of macro- and microcomponental composition of strata waters in the oil and gas basins of the Skifskoturansky platform are outlined. Features of distribution and formation conditions of the deep desalinated waters and metal-bearing brines in the bottom structural floors of a young platform are reviewed. Their deep genesis is proved. It is shown that income of the metal-bearing brines and desalinated waters to the sedimentary cover of a platform is a component part of the united and continuous process of the earth degassing.

Keywords: strata waters, a mineralization, hydrochemical inversion, rare elements, earth degassing, oil and gas basins.

Василий Иванович Попков

Д.геол.-мин.н., профессор, академик РАЕН, декан геологического факультета.

Виталий Владимирович Ларичев

К.геол.-мин.н, докторант кафедры региональной и морской геологии геологического факультета.

Сергей Александрович Медведев

К.геол.-мин.н, доцент кафедры региональной и морской геологии геологического факультета.

Кубанский государственный университет. 350040, г.Краснодар, ул. Ставропольская, 149.

Тел./факс: (861) 219-96-34.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ВОСПОЛНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Изучен состав нефтей и битумоидов из разновозрастных отложений осадочного чехла и пород фундамента в зонах возможного подтока углеводородов на центральных площадях Ромашкинского месторождения. Результаты сравнительных исследований позволили прийти к заключению о формировании нефтеносности Ромашкинского месторождения за счет поступления и смешения углеводородных флюидов из разных источников.

Ключевые слова: нефть, восполнение запасов, глубинный подток, глубинные углеводороды, геохимические исследования.

Выявление особенностей формирования нефтеносности продуктивных разновозрастных комплексов Ромашкинского месторождения, а также исследование процесса возобновления запасов нефти представляется важной и актуальной задачей, решение которой затрагивает фундаментальные аспекты нефтегазообразования и имеет практическое значение, с одной стороны для изучения перспектив нефтеносности глубоких горизонтов, с другой – для оценки сроков выработки промышленных запасов (Дмитриевский, 1997; Муслимов и др., 2004).

Комплексные геолого-геофизические и геохимические исследования кристаллического фундамента (КФ) и осадочной толщи Южно-Татарского свода и прилегающих территорий позволили установить разломно-блоковое строение КФ и палеозойского чехла, развитие мощных трещиноватых зон в теле КФ (Муслимов и др., 1996; Плотникова, 2004; Трофимов, 2006; Трофимов, Корчагин, 2002) геохимические аномалии в доманиковом горизонте и в некоторых пластах пермских отложений (Готтих и др., 2004), указывающие на признаки привноса глубинного вещества в бассейны осадконакопления.

Битуминологические и пиролитические исследования, выполненные ранее различными исследователями (Галиева, 2008; Гордадзе, 2007; Каюкова и др., 2006; 2009; Плотникова, 2004; Шарипова и др., 2008), позволили установить, что в структурно-вещественных комплексах допалеозойского фундамента Южно-Татарского свода и прилегающих территорий широко развиты миграционные битумоиды. Признаки перемещения более легких углеводородов вверх по разрезу фундамента были выявлены на основе исследования битумоидов кристаллических пород из скважины 20000-Миннибаевской и 23161-Алькеевской (Каюкова, 2009). Определяющее влияние глубинных восстановленных систем, несущих углеводороды, на формирование нефтяных залежей осадочного чехла была доказана на основе исследования микроэлементного состава нефтей и органического вещества осадочных и кристаллических пород (Готтих, 2004).

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, выполненный в ТатНИПИнефть под руководством И.Ф. Глумова, позволил предположить наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения (Муслимов и др., 2004) и существование локализованных участков подтока новых порций УВ. В ходе

анализа ГПД был разработан ряд критериев, позволивших из всего числа эксплуатационных скважин выделить те, в которых процесс подтока УВ был зафиксирован с наибольшей вероятностью. Такие скважины получили название аномальных (Муслимов и др., 2004).

На основе вышеуказанных данных в Татарстане под руководством Р.Х. Муслимова были начаты исследования гипотезы подтока УВ из глубинных зон земной коры в промышленные залежи палеозойского осадочного чехла. Одним из направлений этих исследований стало изучение геохимических особенностей нефтей из аномальных скважин и выявление степени сходства и различия этих нефтей как с обычными скважинами (в которых признаки глубинного подтока не зафиксированы), так и с битумоидами кристаллического фундамента и осадочного чехла. Если гипотеза о периодическом подтоке глубинных углеводородов, в том числе и в настоящее время, верна, то нефти аномальных скважин должны иметь черты отличия от нефтей скважин, расположенных вне зон предполагаемого подтока.

Объектом исследования явились нефти из продуктивных разновозрастных комплексов отложений Абдрахмановской, Миннибаевской, Альметьевской, Азнакаевской, Зеленогорской и Павловской площадей Ромашкинского месторождения, в том числе из аномальных скважин, расположенных в зоне предполагаемого подтока (Рис. 1). Скважины для исследований были выбраны на основе анализа ГПД Ромашкинского месторождения, выполненного в ТатНИПИнефть (2005 г.). Также объектом исследования были битумоиды (ХБА) из отложений осадочного чехла и пород фундамента Ромашкинского месторождения, выделенные смесью органических растворителей (хлороформ, бензол, изопропиловый спирт), взятых в соотношении 1:1:1. Для сопоставительных исследований использован комплекс геохимических показателей, характеризующих соотношение различных классов углеводородов (н-алканы, ациклические изопреноиды, стераны и тритерпаны), которые несут значимую информацию о термобарической обстановке недр, типе органического вещества в породах и литолого-фациальных условиях процессов нефтеобразования (Дахнова, 2007; Каюкова, 2009).

Результаты проведенных исследований показали, что исследованные нефти из 10 аномальных скважин, независимо от их пространственного расположения, достаточно легкие (плотность 0,8495-0,8639 г/см³) и однотипные по компонентному составу. Содержание углеводородов в аномальных нефтях изменяется от 72,54-80,50 %, в них низкое

содержание асфальтенов (0,98-2,33 %), смол (18,5-25,13 %) и общей серы (1,31-2,01 %). Содержание спирто-бензольных смол составляет 3,7-4,83 %. Самым низким содержанием асфальтенов и смол отличаются нефти из аномальных скважин №№ 1112 и 702-Б соответственно Абдрахмановской и Павловской площадей. Исключением является нефть из аномальной скважины Алькеевской площади, образец которой был сильно обводнен. Эта нефть отличается повышенной плотностью (0,9247 г/см³), более высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (31,5 %) и общей серы (2,63 %).

Как следует из таблицы 1, по усредненным значениям исследованных параметров нефти из аномальных скважин практически не отличаются от нефтей из нормальных скважин. Различия между ними обусловлены, главным образом, наличием или отсутствием взаимосвязей между параметрами их компонентного состава.

Так, для нефтей из аномальных скважин выявляется достаточно высокая корреляционная связь ($r = 0,78$) между содержанием УВ и показателем См./Асф. (Рис. 2). Для нефтей из обычных скважин, так же как и для битумоидов из пород фундамента, аналогичная связь отсутствует.

Также в нефтях из аномальных скважин наблюдается высокая корреляционная связь плотности с содержанием общей серы ($r = 0,87$). Наблюдается также высокая корреляционная связь между плотностью нефтей и содержанием в них углеводородов ($r = 0,87$). В нефтях из обычных скважин (в которых признаки подтока не выявлены) аналогичные связи очень слабые и практически отсутствуют. Следовательно, можно предположить, что нефть из аномальных скважин представляет собой закономерную систему углеводородных и гетероатомных компонентов, не нарушенную в заметной степени вторичными природными и тех-

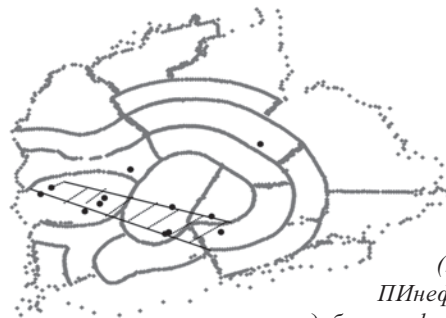


Рис. 1. Схема расположения добывающих скважин с пятью признаками «аномальности» на площадях Ромашкинского месторождения (по данным ТамНИ-ПИНефть): – накопленная добыча нефти более 0,5 млн. т; – дебит нефти более 100 т/сут в течение 5 лет; – продолжительность работы не менее 40 лет; – продолжительный водоносный фактор не более 0,5 м³/м; – растущий дебит в течение 5 лет при падающей добыче нефти по площади.

ногенными факторами. Несомненно, длительный срок разработки Ромашкинского месторождения, высокая степень выработанности продуктивных пластов терригенного девона и обводнения продукции определяют закономерные изменения нефти наложенными процессами. Поэтому наличие в пласте практически неизменной нефти может рассматриваться в качестве критерия поступления в залежь новых, пока не измененных масс УВ.

Наряду с методами классификации углеводородных систем по физико-химическим свойствам, компонентному, групповому составу, для сравнительных исследований был применен метод ИК-спектроскопии, позволяющий исследовать не отдельную фракцию, а весь образец в целом. По данным этого метода нефти из аномальных скважин (с пятью признаками аномальности) по спектральным показателям не отличаются заметно от нефтей, отобранных из одновозрастных продуктивных комплексов из обычных скважин. Тем не менее в аномальных нефтях показатель ароматичности C_1 не связан с показателями окисленности и осерненности, в то время как корреляционная связь между показателями парафинистости C_4 и окисленности C_2 достаточно высокая ($r = -0,75$). Аналогичные связи в нефтях из обычных скважин проявляются намного слабее, о чем свидетельствуют более низкие коэффициенты корреляции.

Объект исследования	Плотность г/см ³	Сообщ %	Компонентный состав мас. %					СБ/ССБ	Σ смол/Асф.
			УВ	СБ	ССБ	Σ смол	Асф.		
Аномальные нефти	0,862	1,70	74,20	18,88	4,89	23,78	2,03	4,15	13,08
Нормальные нефти	0,867	1,69	73,49	17,97	6,27	24,24	2,27	3,24	13,57
ХБА	-	1,78	47,15	14,37	19,73	34,09	18,76	0,80	2,83
AR-PR	-	3,75	41,83	5,45	38,39	43,85	14,32	0,16	4,78

Табл. 1. Средние значения параметров состава исследованных флюидов. *УВ – углеводороды; СБ – смолы бензольные, ССБ – смолы спирто-бензольные, Асф. – асфальтены.

№ пп	Месторождение, площадь	№ скв.	Интервал отбора, м	Возраст	П/Ф	П/н-С ₁₇	Ф/н-С ₁₈	C ₁₁ -C ₁₄ /C ₁₅ -C ₁₈	C ₁₆ -C ₂₂ /C ₂₃ -C ₂₉	СРІ н-С ₁₁ -н-С ₂₁	ОЕР при н-С ₁₉	ОЕР при н-С ₂₄
1	Абдрахмановская	312*	1596,4-1610,2	D ₃ psh	0,77	0,41	0,66	1,56	1,97	1,19	1,07	1,01
2	Абдрахмановская	717*	1664,0-1669,6	D ₃ psh	0,74	0,38	0,63	1,49	2,25	1,19	1,07	0,91
3	Абдрахмановская	1112*	1664,8-1677,8	D ₃ psh	0,76	0,38	0,63	1,53	2,26	1,20	1,08	0,96
4	Алькеевская	5159*	1645,0-1651,0	D ₃ psh	0,75	0,40	0,69	1,50	2,29	1,19	1,04	0,96
5	Минибаевская	166*	1793,2-1816,2	D ₃ psh	0,78	0,47	0,67	1,35	2,18	1,16	1,13	0,94
6	Минибаевская	152*	1647,5-1650,5 1662,5-1665,0	D ₃ kn+psh	0,73	0,38	0,62	1,51	2,33	1,19	1,03	0,92
7	Минибаевская	209*	1718,0-1726,0	D ₃ psh	0,73	0,42	0,69	1,45	2,25	1,16	1,05	0,89
8	Альметьевская	2341*	1554,8-1574,6	D ₃ psh	0,68	0,30	0,56	1,49	2,25	1,20	1,04	1,15
9	Павловская	702Б*	1703,2-1712,8	D ₃ psh	0,76	0,36	0,56	1,61	2,39	1,25	1,13	0,99
10	Зеленогорская	1633*	1626,0-1631,0	D ₃ psh	0,72	0,37	0,62	1,59	2,33	1,22	1,12	0,89

Табл. 2. Хроматографические показатели нефтей из аномальных скважин с пятью признаками аномальности с центральных площадей Ромашкинского месторождения

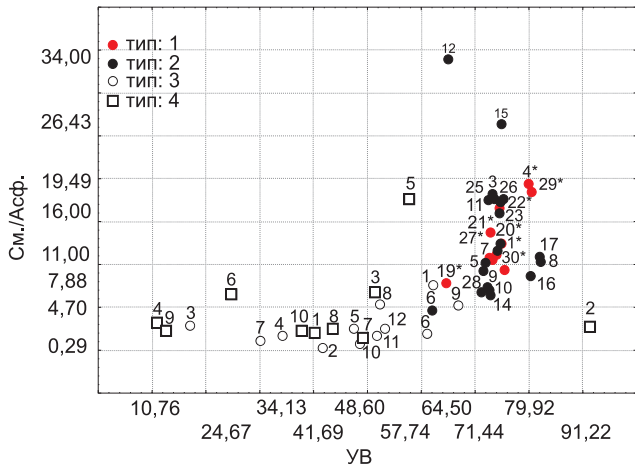


Рис. 2. Зависимость между содержанием углеводородов (УВ) и величиной отношения $S_{смол}/A_{асф}$ для нефтей и ХБА пород осадочного чехла и фундамента. Тип 1 – аномальные нефти, $r = 0,79$, $y = -39,01 + 0,70*x$; Тип 2 – нормальные нефти, $r = -0,13$; Тип 3 – ХБА, $r = 0,49$; Тип 4 – АР-РР, $r = 0,19$.

Сравнительный анализ газохроматографических параметров исследованных флюидов показал, что нефти из аномальных скважин с различных площадей Ромашкинского месторождения близки между собой по многим геохимическим показателям, характеризующим общие генетические условия их образования (Табл. 2). Об этом также свидетельствует одномодальный тип распределения n-алканов в нефтях, с максимумами в низкомолекулярной области при n-C₁₁, n-C₁₃ и n-C₁₅, значения отношения П/Ф меньше единицы, а также величина отношения П/n-C₁₇ < 0,5.

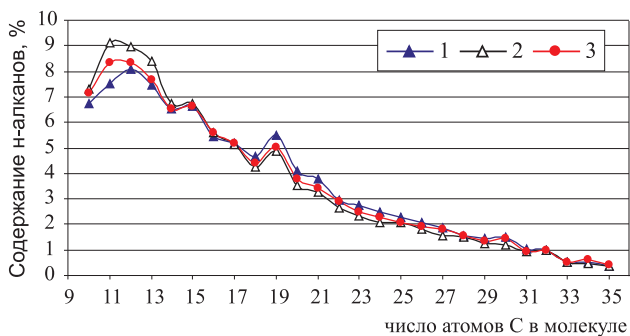


Рис. 3. Кривые распределения n-алканов состава C₁₀-C₃₅ в нефтях из аномальных скважин 166, 152 и 209 Миннибаевской площади: 1 – скв. 166, D₃psh (1793,2-1816,2 м); 2 – скв. 152, D₃kp+psh (1647,5-1650,5 и 1662,5-1665,0 м); 3 – скв. 209, D₃psh (1718- 1726 м).

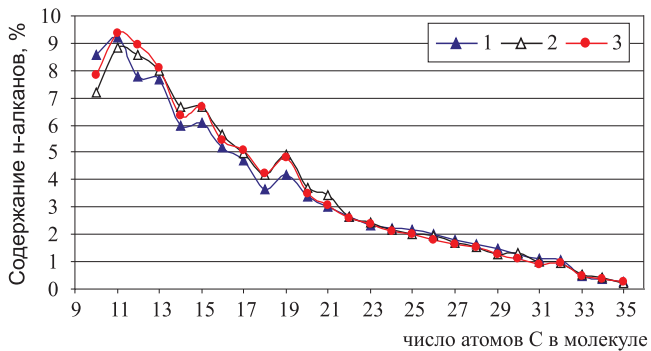


Рис. 4. Кривые распределение n-алканов состава C₁₀-C₃₅ в нефтях из аномальных скважин 312, 117 и 1112 пашийских отложений Абдрахмановской площади: 1 – скв. 312 D₃psh (1596,4-1610,2 м); 2 – скв. 117, D₃psh (1664,0-1669,6 м); 3 – скв. 1112, D₃psh (1664,8-1677,8 м).

Нефти пашийского горизонта из аномальных скважин с пятью признаками нефтеносности №№ 166, 152, 209 Миннибаевской и 312, 717, 1112 Абдрахмановской площадей характеризуются близкими кривыми молекулярно-массового распределения n-алканов и состава C₁₀-C₃₅ (Рис. 3, 4).

Значительное сходство большинства нефтей пашийских отложений из аномальных скважин Миннибаевской (209, 9501, 9505) и Абдрахмановской (312, 717, 1112) площадей отражено на звездных диаграммах, построенных по 11-ти парам характерных пиков, одинаковых для всех исследуемых образцов в диапазоне хроматограмм n-алканов состава C₁₀-C₁₆ (Рис. 5). Исключение составляют аномальные скважины 159 и 166 Миннибаевской площади, расположенные в ее западной части и, по сравнению с другими аномальными скважинами, наиболее близко расположенные к Алтунино-Шунакскому прогибу.

В связи с проверкой гипотезы подпитки залежей глубинными углеводородами особый интерес представляло выявление природы связей нефтей из аномальных скважин различных площадей Ромашкинского месторождения с битумоидами из пород фундамента и осадочного чехла тех же площадей. Результаты геохимических исследований нефтей и органического вещества пород осадочного чехла, выполненные в последнее десятилетие, позволили получить новые и неожиданные выводы. Во-первых, на основе пиролитических методов было установлено, что ОВ доманикитов верхнего девона, традиционно считавшихся нефтематеринскими породами для большинства нефтей Волго-Уральского региона, характеризуется низкой степенью катагенетической зрелости. Эти породы не погружались на глубины более 2,5 км и не вошли в главную зону нефтегазообразования на большей части своего распространения в пределах Татарстана, что соответствует основной территории Северо- и Южно-Татарского сводов с прилегающими областями прогибов и впадин.

Но более веским аргументом, указывающим на отсутствие генетической связи между доманиковыми отложениями и нефтями пашийского горизонта Ромашкинского месторождения, явились исследования биомаркерных параметров, указывающих на фациальные условия осадконакопления. Согласно современным представлениям, повышенные значения параметров DIA/REG и Ts/Tm обусловлены образованием диастеранов (C₂₇20Sβα-диастеран) и C₂₇18α(H)-трисноргопана (Ts) в результате скелетных пе-

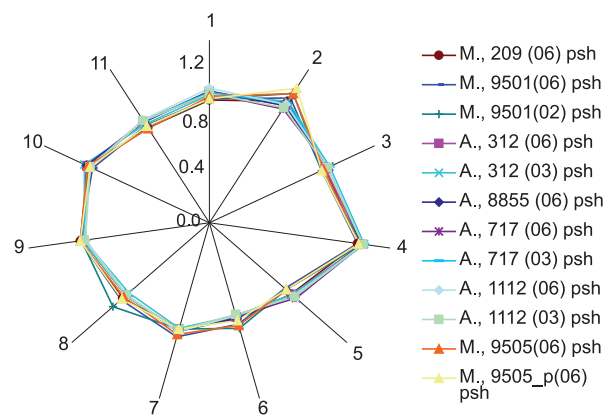


Рис. 5. Сравнение звездных диаграмм нефтей из пашийских отложений Абдрахмановской и Миннибаевской площадей Ромашкинского месторождения. А – Абдрахмановская площадь; М – Миннибаевская площадь.

регруппировок регулярных стеранов ($C_{29}20\alpha\alpha\alpha$ -стерана) и менее стабильного $C_{27}17\alpha(H)$ -трисноргопана (Тм) катализируемых глинистыми минералами. Поскольку в карбонатных породах эти процессы чаще всего незначительны, во всех исследованных битумоидах из верхнедевонских доманиковых отложений отмечены сравнительно низкие значения отношений DIA/REG (0,12-0,42) и Ts/Tm (0,14-0,33), что характерно для углеводородов, генетически связанных с органическим веществом карбонатных пород. Нефти из пашийского горизонта аномальных скважин имеют более высокие значения DIA/REG (0,58-1,21) и Ts/Tm (0,34-0,47), что указывает на отсутствие генетической связи с доманикитами.

Этот вывод свидетельствует, прежде всего, о том, что источником подтока УВ в залежи Южно-Татарского свода (ЮТС) не являются карбонатные породы семилукско-мендымских отложений, расположенных южнее ЮТС в зоне вхождения этих пород в стадию катагенеза МК₁-МК₂, как предполагалось в работе (Ананьев и др., 2007). Источник УВ следует искать ниже кровли осадочного чехла, и определение его глубинности требует постановки специальных геохимических исследований в геобсерваториях – глубоких скважинах, вскрывших кристаллический фундамент на глубину не менее 1000 м и предназначенных для мониторинга эндогенных процессов.

К сожалению, многие материалы по исследованию генетических черт сходства и различия нефтей аномальных скважин с битумоидами фундамента и осадочного чехла остались за рамками данной статьи, однако изложенные данные однозначно свидетельствуют о следующем.

1. Комплексное изучение нефтей из аномальных скважин показало, что эти нефти имеют определенные черты отличия от нефтей обычных скважин, следовательно, гипотеза современной подпитки залежей нефти углеводородами состоятельна и специальные исследования данного процесса должны быть продолжены.

2. Предполагаемое (по биомаркерным параметрам) отсутствие генетической связи между нефтью поддоманиковых продуктивных горизонтов (пашийский, тиманский, ардаатовский и воробьевский) и ОВ доманикитов указывает на необходимость поиска источников генерации нефти и подтверждает состоятельность гипотезы глубокого происхождения УВ и их поступления в осадочный чехол через кристаллический фундамент.

3. Нефти из аномальных скважин должны стать объектом специальных исследований в режиме мониторинга, направленных на изучение изотопных систематик Sr и Nd, изотопных характеристик гелия, углерода, водорода, азота в растворенных газах. Постановку этих исследований необходимо связать, в первую очередь, с сейсмическими событиями, продолжающимися на территории Татарстана, поскольку связь изменения изотопного состава углерода с сейсмическими событиями ранее уже была установлена (Готтих и др., 2004). Также при условии периодического поступления новых порций глубинных УВ логично предположить изменение изотопного состава элементов растворенного газа.

Литература

Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-

Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*. 2007. №1. 32-39.

Галиева А.М. Состав и распределение полициклических углеводородов-биомаркеров в нефтях Ромашкинского месторождения. *Автореф. дис. на соиск. уч. ст. к.хим.н.* Казань. 2008. 20.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа*. 2004. 20-27.

Гордадзе Г.Н. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана. *Нефтехимия*. 2007. Т. 47. № 6. 422-431.

Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов. *Геология нефти и газа*. 2007. № 2. 81-89.

Дмитриевский А.Н. Фундаментальные исследования в геологии нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 1997. № 9. 4-10.

Каюкова Г.П., Миннегалиева, Романов А.Г. и др. Дифференциация нефтей Ромашкинского месторождения по биомаркерным параметрам. *Нефтехимия*. 2006. Т.46. № 5. 341-351.

Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС. 2009. 487.

Муслимов Р.Х., Галдин Н.Е., Гвоздь С.М. и др. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Казань: Дента. 1996. 486.

Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа* (спецвыпуск). 2004. 43-49.

Плотникова И.Н. Геолого-геофизические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. С.-Петербург: Недра. 2004. 171.

Трофимов В.А. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотранверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию). *Доклады РАН*. Москва. 2006. Том 410, №5. 651-656.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. №1(9). 2002. 18-23.

Шарипова Н.С., Смелков В.М., Успенский Б.В., Каюкова Г.П. Новые данные о возможной генерации углеводородов в старых нефтедобывающих регионах (на примере Абдрахмановской площади). *Мат-лы между. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов»*. Казань: ФЭН. 2008. 495-500.

G.P. Kayukova, G.V. Romanov, I.N. Plotnikova. **Geochemical aspects of the oil deposits replenishment process research.**

On the example of petroleum analysis of the Romashkino field of the Republic of Tatarstan (Russia) geochemical agents indicating the existence of current oil deposits replenishment process by means of the deep hydrocarbons inflow to the sedimentary cover are reviewed.

Key words: petroleum, oil deposits replenishment process, deep inflow, deep hydrocarbons, geochemical research.

Галина Петровна Каюкова

Ведущий научный сотрудник лаборатории химии и геохимии нефти, д.хим.н.

Тел.: (917)228-51-12

Геннадий Васильевич Романов

Профессор, д.хим.н., член-корр. АН РТ, академик РАЕН, заведующий отделом химии нефти.

Тел.: (843)273-18-62

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН. 420088, Россия, Казань, ул. Арбузова, д. 8.

БУРЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН НА ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ НЕФТЕПОДВОДЯЩИЕ КАНАЛЫ – ОПТИМАЛЬНЫЙ ПУТЬ ПОЛУЧЕНИЯ ДОКАЗАТЕЛЬСТВ НАЛИЧИЯ СОВРЕМЕННОЙ ПОДПИТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЛУБИННЫМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ФЛЮИДАМИ

Авторами констатируется повышение интереса российской и международной геологической общественности к проблеме глубинного происхождения нефти. Сделан вывод о том, что факт современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами может быть достоверно установлен (или опровергнут) путем специального параметрического бурения на прогнозируемые нефтеподводящие каналы и последующего мониторинга геофизических, геохимических, промысловых параметров в пробуренных скважинах.

Ключевые слова: современная подпитка нефтяных месторождений, нефтеподводящие каналы.

1. Постановка задачи

Гипотеза о современной подпитке нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами, трансформировавшаяся из гипотезы Б.А. Соколова, А.Н. Гусевой о быстрой современной генерации нефти и газа (Соколов, Гусева, 1993) и получившая бурное развитие в Татарстане под названием «Исследования процессов формирования и переформирования нефтяных месторождений» (Муслимов, 1997; Муслимов и др., 2004 и др.), постепенно завоевывает все больше сторонников среди геологов-нефтяников. Более того, возможность глубинного синтеза углеводородов, на которой собственно и базируется гипотеза о подпитке, в последние годы привлекает все большее внимание и международной геологической общественности. Так, в 2005 году в Калгари под эгидой Американской Ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) проведен семинар по происхождению нефти; в 2007 году в Афинах на конференции Европейского региона AAPG и в 2008 году на 33 Международном Геологическом Конгрессе в Осло работали секции по абиогенному происхождению нефти; в 2008 году в Вашингтоне при Геофизической Лаборатории Института Карнеги был организован семинар по глубинному углероду (Deep Carbon Cycle), на который были приглашены примерно 60-80 ученых из большинства развитых стран*. Заметим также, что подобные вопросы в ближайшем будущем будут обсуждаться на международных научных конференциях в Вене, Пекине, Бахрейне.

К сожалению, российская наука опять может оказаться в стороне. Так, в Татарстане, где работы по данному

направлению были пионерными и в конце 1990-х – начале 2000-х годов проводились целенаправленно и многопланово большим творческим коллективом геологов, геофизиков, геохимиков, разработчиков, в настоящее время практически свернуты. В МПР России, в Агентстве «Роснедра» эти работы не приветствуются и практически не финансируются. Хотя надо отдать должное: в 2003-2009 гг. определенные средства выделялись на изучение глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий путем проведения глубинных сейсмических исследований МОГТ по региональным профилям или анализа и тематического обобщения ранее проведенных работ. Полученные результаты, главным образом, по геотраверсу «Татсейс», пересекающему практически всю Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию, позволили выявить связи глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла, получить весомые аргументы в пользу глубинного происхождения нефти и, на этой основе, наметить глубинные критерии нефтегазоносности территорий. Эти результаты были опубликованы в ведущих научных изданиях (Трофимов, 2006 и др.), докладывались на российских и международных конференциях, но должного развития в России не получили.

Так, что же делать? Ждать, пока западные ученые не достигнут нашего понимания проблемы, пока не разработают и не запатентуют основанные на новых принципах технологии поисков и разработки месторождений углеводородов, а потом закупать у них эти технологии? Или все же самим изыскать средства (в общем-то, не очень большие) и продолжить начатые в Татарстане целенаправленные исследования по проблеме? Если исходить из интересов российской науки и экономики, то ответ очевиден: необходимы активные действия для решения этой проблемы собственными силами.

Исследования по проблеме современной подпитки нефтяных месторождений (или процессов их формирова-

* В настоящее время при этой лаборатории создано подразделение «Deep Carbon Observatory», которое получило определенное финансирование, и будет целенаправленно заниматься обозначенной проблемой. Вероятно, организаторы семинара настолько заинтересованы в положительном ее решении, что расходы на поездку участников взяли на себя.

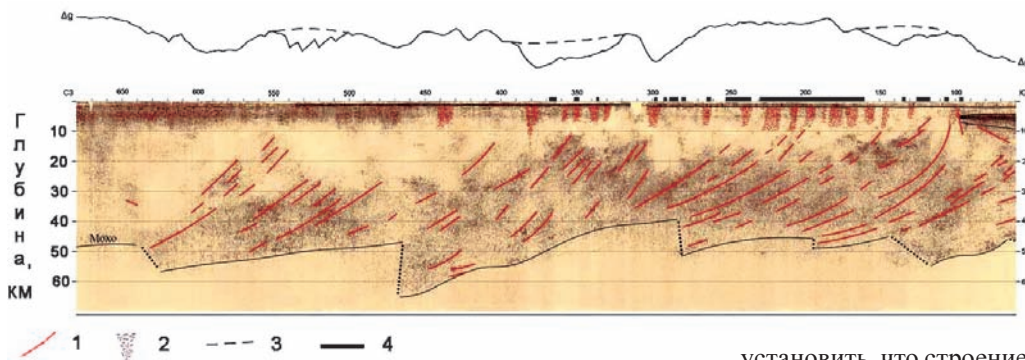


Рис. 1. Сейсмический разрез по геотранверсу «Татсейс». 1 – наклонные отражатели, 2 – субвертикальные динамические аномалии, 3 – участки относительного понижения гравитационного поля, совпадающие с выходом наклонных отражателей в верхнюю часть земной коры, 4 – нефтяные месторождения.

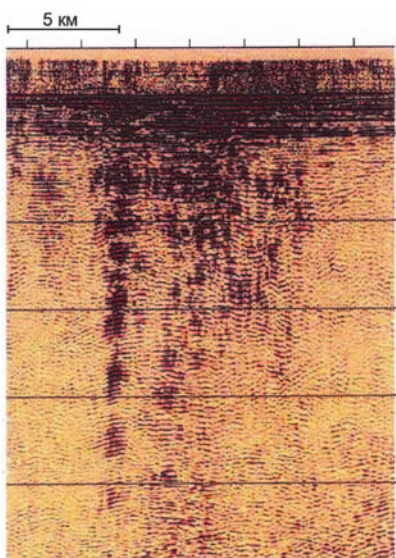


Рис. 2. Отображение субвертикальной динамической аномалии.

ния и переформирования) имеют большую научную и практическую значимость, могут стать в основе новых технологий поиска и, главное, разработки нефтяных месторождений и, по существу – неиссякаемого источника энергии. Но все это остается красивой, но гипотезой. Поэтому **первостепенной задачей** является достоверно установить (или опровергнуть) сам факт современного подтока глубинных углеводородных флюидов в нефтяные месторождения.

Достаточно надежно и с наименьшими затратами эта задача может быть решена путем бурения пары специальных параметрических скважин: одной – на прогнозируемый (активный!) нефтеподводящий канал, второй – вне прогнозируемого канала. Сравнительный анализ особенностей строения разрезов этих скважин и последующий мониторинг геохимических, геофизических, промысловых параметров позволит с высокой степенью уверенности ответить на вопрос о том, существует ли феномен современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами.

2. Что такое «нефтеподводящие каналы»?

Как было показано нами ранее (Трофимов, Корчагин, 2002 и др.), каждое нефтяное месторождение состоит из трех основных компонентов:

- собственно ловушки, заполненной нефтью;
- некоего глубинного резервуара – поставщика углеводородных флюидов;
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар и ловушку.

Нефтеподводящие каналы (НПК), являясь частью тектонических разломов, представляют собой довольно узкие зоны нарушенных трещиноватых пород, отличающихся по физическим свойствам от вмещающей толщи.

Данные глубинной сейсморазведки МОГТ позволили

установить, что строение земной коры в районе крупных скоплений углеводородов существенно отличается от соседних территорий (Трофимов, 1999; Трофимов, 2006). Так, здесь наблюдаются наклонные отражатели, рассекающие всю земную кору и выполаживающиеся на уровне границы Мохо и в ряде случаев ее пересекающие (Рис. 1). Эти отражатели имеют тектоническую природу, т.е. отображают зоны разломов.

Кроме того, на сейсмических временных разрезах выделяются субвертикальные динамические аномалии (СДА) иногда очень высокой интенсивности (Рис. 2) и также по всей вероятности связанные с нарушенными породами. Интересно отметить, что СДА выделяются по всему профилю, но больше всего их в пределах Ромашкинского и Новоелховского месторождений (Рис. 3). Это, вместе с другими данными позволяет предположить возможную связь этих аномалий и нефтеносности

Единая физическая сущность наклонных отражателей и СДА, а именно их связь с нарушенными, трещиноватыми породами, хорошо проявляется при сопоставлении данных глубинной сейсморазведки с данными гравиразведки (Рис. 1). Хорошо видно, что относительным понижениям поля силы тяжести, наблюдаемым в интервалах 550-500 км, 390-320 км, 160-110 км, практически соответствуют интервалы, где наклонные отражатели прослеживаются выше, чем на соседних участках. С другой стороны, над субвертикальными динамическими аномалиями, как будет показано ниже, также отмечается уменьшение поля силы тяжести, но более локальные.

Все это склоняет к мысли о том, что наклонные отражатели и субвертикальные динамические аномалии представляют собой единое целое. В пользу этого говорит и отмеченная на сейсмических разрезах по геотранверсу «Татсейс» тенденция к наклону СДА в северо-западном направлении и их намечающаяся связь с наклонными отражателями (Рис. 3). На рисунке красными пунктирными линиями иллюстрируется эта связь.

Таким образом, совокупность наклонных отражателей и субвертикальных динамических аномалий вероятно и есть отображение искомого нефтеподводящего канала (или, возможно, зоны каналов), по которому происходит миграция глубинных углеводородных флюидов.

3. Локализация нефтеподводящих каналов и оценка степени их активности

Чтобы оптимальным образом вскрыть скважиной нефтеподводящий канал, нужно осуществить прогноз его местоположения и степени активности. Трудно, конечно, прогнозировать то, что практически не изучено, не известно. Но, тем не менее, полученные к настоящему времени данные, и современные геофизические технологии подводят

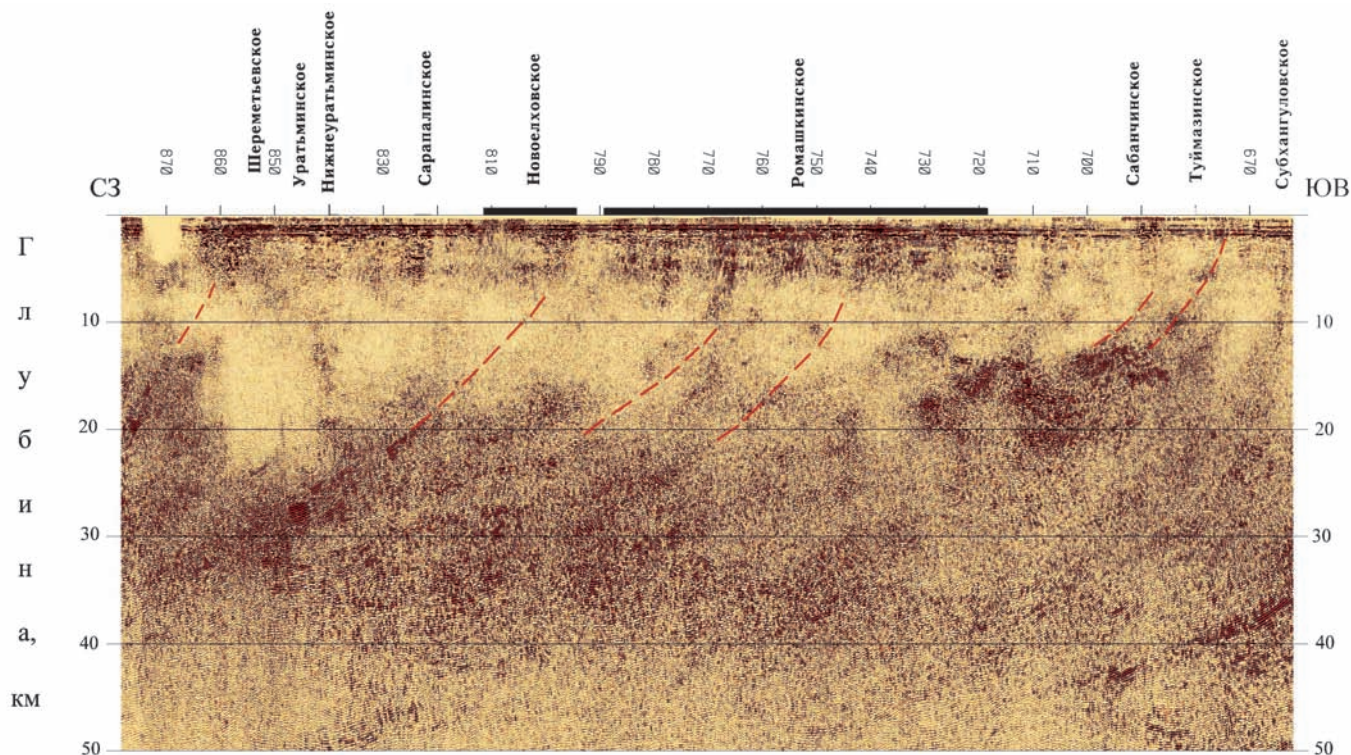


Рис. 3. Иллюстрация приуроченности нефтяных месторождений Южно-Татарского свода к субвертикальным динамическим аномалиям. Последние, в свою очередь, связаны с глубинными структурами земной коры.

нас к решению этой задачи.

Важно подчеркнуть, что для кондиционного сравнительного анализа геологического строения канала и вмещающей толщи проектируемые параметрические скважины должны гарантированно располагаться: одна в пределах нефтеподводящего канала, вторая – вне его. То есть, точность локализации канала и обоснования местоположения скважин должна быть высочайшей. В этой связи отметим, что аномальные по промысловым характеристикам скважины (Ибатуллин, Глумов, 2007) являются важнейшим признаком наличия канала на данном участке, но его локализация в плане должна быть осуществлена по данным сейсморазведки МОГТ, предпочтительнее, в варианте 3D.

Более детальный анализ, в общем-то, немногочисленных сейсмических данных в пределах Ромашкинского нефтяного месторождения позволил выявить заслуживающие самого пристального внимания факты: наличие малоамплитудных тектонических разрывов, прослеживающихся в осадочном чехле до разных стратиграфических уровней, вплоть до верхней части геологического разреза (Рис. 4). Расположены такие разрывы по профилю достаточно часто (иногда через несколько сотен метров), что может говорить в пользу того, что СДА (имеющие, как правило, ширину 1-3 км) отображает не канал, а зону каналов. Это в свою очередь, делает необходимым еще более детальное изучение геологической среды, в

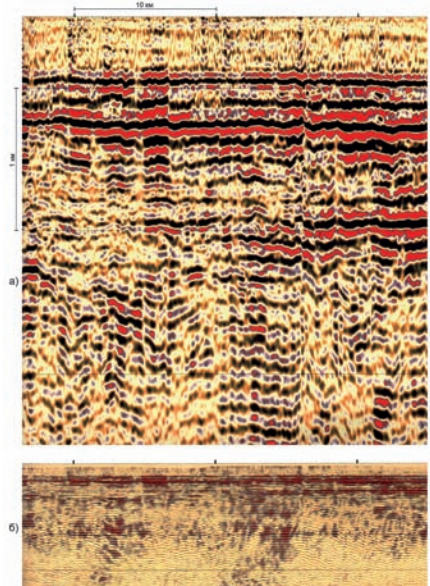


Рис. 4. Геотраверс «Татсейс». Фрагмент глубинного сейсмического разреза. Соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:10 (а) и 1:1 (б).

частности, постановку высокоразрешающей сейсморазведки 3D на Ромашкинском и Новоелховском месторождениях.

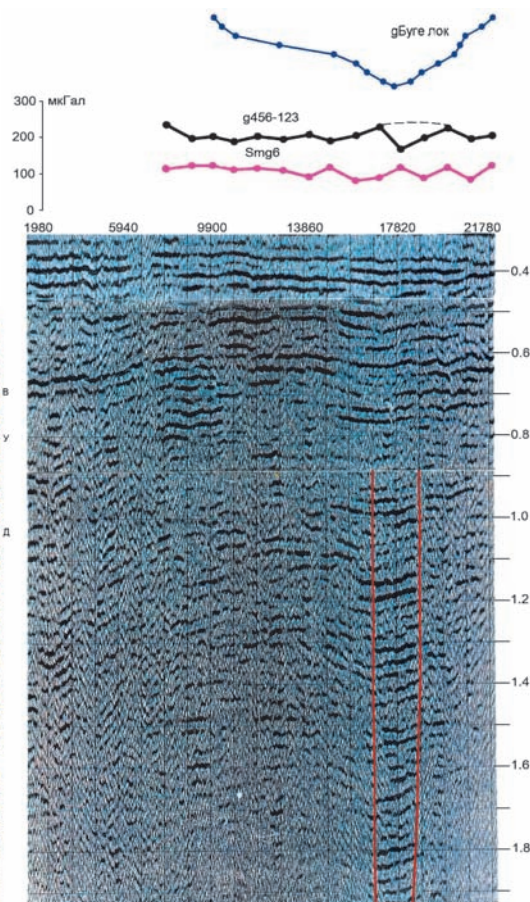


Рис. 5. Характер вариаций силы тяжести вдоль сейсмического профиля 069606. Пунктирной линией выделен участок аномального изменения силы тяжести о времени.

Субвертикальные динамические аномалии, если они действительно, отображают зоны трещиноватых нарушенных пород и являются современными флюидопроводящими каналами (Трофимов, Корчагин, 2002) должны находить отражение и в других геофизических параметрах, в том числе, и гравитационном поле. Но учитывая, что в этом поле отражается суммарный эффект от всех аномалиеобразующих объектов, которыми являются структурные особенности геологических разрезов, вещественный состав пород и т.д., то однозначно выделить проницаемые зоны не всегда возможно, хотя такие случаи несомненно есть. Так, на профиле 069606 над выделенной СДА в редукции Буге наблюдается локальное уменьшение поля силы тяжести (Рис. 5).

Кроме того, под воздействием современных геодинамических процессов, например, приливно-отливных сил, могут возникать вариации плотности за счет изменения объема в миграционных каналах при смыкании-размыкании трещин, а также при смене типа флюида, что может быть зафиксировано в параметрах неустойчивости поля силы тяжести гравиразведкой НГП, хорошо зарекомендовавшей себя для оценки степени перспективности выявленных сейсморазведкой локальных структур. Если канал неактивен (вследствие изменения геодинамической обстановки), то смыкание-размыкание трещин не происходит или происходит в меньшей степени, и поле практически во времени не меняется. На этом собственно и основана оценка степени активности выявленного сейсморазведкой нефтеподводящего канала. Вместе с тем, гравиразведка НГП за счет исключения мешающих факторов, дает более надежное (по сравнению с традиционными наблюдениями) местоположение нефтеподводящего канала.

На рисунке 5 приведен пример отображения СДА в параметрах неустойчивости гравитационного поля. Если в левой части профиля характер кривых неустойчивости достаточно плавный, то над выделенной СДА кривая $g_{456-123}$ (разность трех последних и трех первых циклов наблюдений) аномально отклоняется, а кривая smg (сумма модулей отклонений каждого цикла измерений от их средней величины) значительно изрезанна*.

Таким образом, субвертикальные динамические аномалии отображаются пониженными значениями поля силы тяжести и более надежно - в параметрах его неустойчивости. Неустойчивость поля свидетельствует и об активности прогнозируемого нефтеподводящего канала.

4. Технология обоснования местоположения параметрических скважин для целенаправленного вскрытия и изучения нефтеподводящих каналов

Эта технология предусматривает использование в качестве основных следующих данных:

- местоположения «аномальных» по промысловым параметрам скважин;
- высокоразрешающей сейсморазведки МОГТ достаточно большой глубинности;
- гравиразведки НГП о неустойчивости поля силы тяжести.

* Расчеты параметров неустойчивости гравитационного поля выполнены А.И. Волгиной.

На первом этапе возможно использование результатов уже выполненных учеными ТАННИПИнефть исследований промысловых данных и ранее проведенных региональных сейсморазведочных работ. Гравиразведку НГП на прогнозируемых каналах придется выполнять, но ее стоимость относительно невелика.

5. Заключение

Результаты исследования параметрических скважин позволяют дать заключение о наличии подтока глубинных углеводородных флюидов и обоснованно планировать объемы и широту дальнейших исследований по этой проблеме. В то же время, при оценке результатов бурения и мониторинга следует иметь в виду, что вероятность попадания скважиной в нефтеподводящий канал, в общем-то, невелика. Так, если успешность поисковых скважин на девон составляет 20-30 %, то успешность бурения на канал, вследствие сложности изучаемого объекта, будет еще меньше. Тем не менее, на наш взгляд, бурение специальных параметрических скважин (вернее, пар скважин) является наиболее разумным и наименее затратным путем изучения феномена подпитки.

Литература

- Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф. и др. Промысловые исследования процесса формирования и переформирования нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы Межд. науч.-практ. конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки...»*. Казань. 2007. 281-283.
- Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа. *Вестник Московского ун-та*. Москва. Серия Геология. 1993. 2-39.
- Муслимов Р.Х. Развитие сырьевой базы нефтяной промышленности Татарстана. Вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и битумных месторождений. Казань. Изд-во Казанского ун-та. 1997. 5-26.
- Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Мат-лы Межрег. совещ. «Роль новых геологических идей в развитии «старых» нефтедобывающих...»*. М: Геология нефти и газа. 2004. 43-49.
- Трофимов В.А. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотранверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию). *Доклады РАН*. Москва. 2006. Том 410, №5. 651-656.
- Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов. *Мат-лы науч.-практ. конф. «Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»*. Октябрьский. 1999. 28-30.
- Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. №1(9). 2002. 18-23.

R.Kh. Muslimov, V.A. Trofimov. **Drilling of the special parametric well bores for the predicted oil supply channels is the optimal way to obtain evidences of the existence of oil fields current inflow by deep hydrocarbon fluids.**

In the article the authors state the increasing interest of Russian and international geological community to the problem of deep-seated origin of petroleum. It is concluded that the fact of oil fields current inflow by fluids can be definitely established (or refuted) by force of special parametric drilling of the predicted oil supply channels and the following monitoring of geophysical, geochemical and field characteristics in the drilled well bores.

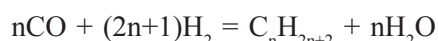
Key words: oil fields current inflow, oil supply channels.

ВОЗМОЖНОСТИ АБИОГЕННОГО СИНТЕЗА НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕДРАХ КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ ТАТАРСТАНА

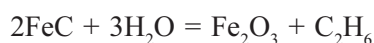
Рассмотрена возможность глубинного образования нефтяных углеводородов. Предложен еще один эндогенный способ синтеза углеводородов в процессах флюидно-магматического преобразования кристаллической земной коры под действием восходящих восстановленных глубинных флюидов.

Ключевые слова: генезис нефти, эндогенная нефть, земная кора, мантия, флюид, магма, анатексис.

В последнее время теории абиогенного синтеза нефти придается все большее значение (Plotnikova, 2008). Эндогенный генезис углеводородов нефтяного ряда находит подтверждение в фактах наличия углеводородных газов, главным образом, метана в вулканических эманациях и в изверженных породах кристаллического фундамента платформ (Зубков, 2009). Эндогенное происхождение нефти объясняется синтезом углеводородов из оксидов углерода и водорода по реакции Фишера – Тропша:



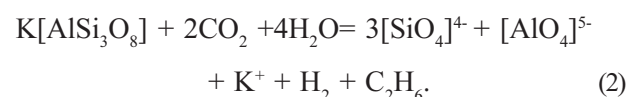
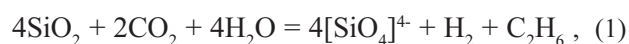
или путем взаимодействия воды с карбидами металлов по реакции Энглера:



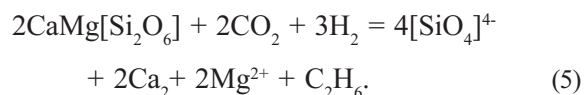
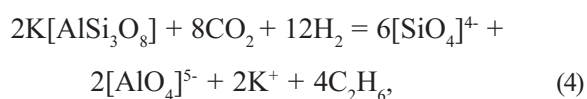
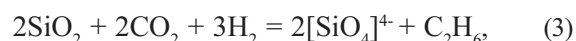
в процессах дегазации глубинных геосфер Земли и взаимодействии глубинных восстановительных флюидов с кристаллическими породами земной коры.

Нами предлагается еще один эндогенный способ синтеза углеводородов в процессах флюидно-магматического преобразования кристаллической земной коры под действием восходящих восстановленных глубинных флюидов. В верхней коре выше границы Конрада главными компонентами этих флюидов являются H_2O и CO_2 . Наличие воды во флюидах вызывает существенное понижение температуры плавления кварца и полевых шпатов гранито-гнейсового слоя земной коры, что проявляется в развитии здесь процессов анатексиса, т.е. выплавление кварца и полевого шпата уже при температурах порядка 550-600°C. В структурах кварца и полевых шпатов кремнекислородные тетраэдры образуют трехмерный каркас, и котором каждый ион кислорода структуры одновременно принадлежит двум соседним тетраэдрам. Поэтому величина отношения $\text{O}:(\text{Si},\text{Al})$ в структурах кварца и полевых шпатов составляет 2:1. В расплаве этих минералов каждый ион Si^{4+} окружается четырьмя ионами O^{2-} , которые принадлежат только ему. Поэтому в расплаве кварца и полевых шпатов величина отношения $\text{O}:(\text{Si},\text{Al})$ может достигать 4:1. Значит среда анатексиса, т.е. среда выплавления кварца и полевого шпата из пород коры, должна испытывать нехватку кислорода и повышать свой восстановительный потенциал. Недостающие ионы кислорода могут браться из флюидных компонент среды анатексиса, главными из которых являются H_2O и CO_2 . Так как энергия связи Si-O (856 кДж/моль) значительно превосходит энергию связи H-O

(226 кДж/моль) и энергию связи C-O (394 кДж/моль). Поэтому заимствование ионами кремния ионов кислорода у молекул H_2O и CO_2 может приводить к восстановлению водорода, углерода и образованию углеводородных соединений нефтяного ряда, например по реакциям:



В условиях нижней коры, т.е. ниже границы Конрада, восходящий глубинный флюид является безводным и его главными компонентами здесь являются H_2 и CO_2 . Анатексис здесь невозможен, но возможно обычное высокотемпературное плавление более низкотемпературных минералов субстрата кварца, полевых шпатов, пироксенов и др. и образование магматических очагов. Температура этого процесса должна быть не ниже 900°C. В этом случае образование углеводородов нефтяного ряда можно описать реакциями типа:



Приведенные реакции 1-5 показывают, что в процессах магнообразования и анатексиса возможно образование углеводородов нефтяного ряда. Чтобы выявить следы этих процессов в земной коре Татарстана нами по геофизическим материалам работы (Геология Татарстана..., 2003) был построен субширотный разрез земной коры Татарстана (Рисунок). Наиболее примечательной особенностью этого разреза является существенное (в 1,5-2 раза) увеличение мощности диоритового слоя коры в районе Южно-Татарского свода, причем это увеличение здесь сопровождается синхронным уменьшением мощности гранулитно-базитового слоя коры и небольшим воздыманием подошвы гранитно-метаморфического слоя. Это подтверждается почти одинаковыми по величине, но разными по знаку коэффициентами корреляции, подсчитан-

ными для всего разреза в целом, между глубиной залегания границы K_2 и мощностью диоритового слоя ($R=0,88$) с одной стороны и мощностью гранулитобазитового слоя ($R=-0,83$) – с другой. Кроме того, выявлен отрицательный коэффициент корреляции ($R=-0,71$) между мощностью диоритового слоя и мощностью гранулитобазитового слоя. Все это свидетельствует о существенной дифференциации вещества земной коры Татарстана, причем наиболее значительной она оказывается в районе Южно-Татарского свода.

Главными в дифференциации вещества земной коры являются два процесса: флюидно-магматический и флюидно-метаморфический (Бахтин, 2008; Бахтин и др., 2004). В нижней коре, т.е. в ее гранулитобазитовом слое (ниже границы Конрада K_2) ведущим является флюидно-магматический процесс дифференциации вещества под воздействием восходящих мантийных флюидов. Роль флюидно-метаморфической дифференциации здесь, видимо, была незначительной, т.к. мантийные флюиды в нижней коре являются маловодными и поэтому не обладали хорошей растворяющей и транспортирующей способностью. Зато эти флюиды были высоконагретыми, несли тепло мантии и поэтому могли порождать в гранулитобазитовом слое очаги магнообразования. В этих очагах последовательность перехода химических элементов в расплав описывается следующим рядом понижающейся подвижности петрогенных элементов $K-Na-Si-Al-Ti-Fe-Ca-Mg$. Неполнота плавления и его фракционность приводят к тому, что более подвижные элементы начала ряда K,Na,Si,Al (а это элементы кислых магм) обогащают образующуюся магму и, уходя с ней вверх, производят раскисление верхней части гранулитобазитового слоя и вышележащих диоритового и гранитно-метаморфического слоев земной коры. Это вызывает преобразование вещества верхней части гранулитобазитового слоя в вещество типа диорита, Na-гранита, которое, как бы приключаясь к диоритовому слою коры снизу, вызывает перемещение границы K_2 вниз, уменьшение мощности гранулитобазитового слоя и увеличение мощности диоритового слоя коры.

В верхней коре, т.е. выше границы Конрада K_2 , ведущим в дифференциации вещества является флюидно-метаморфический процесс. На границе K_2 восходящие глубинные флюиды окисляются, поэтому в них появляется вода в виде перегретого пара. Наличие воды придает этому флюиду хорошую растворяющую и транспортирующую способность. Поэтому он производит интенсивное метаморфическое (и метасоматическое) преобразование окружающих пород. Преимущественно углекислотно-водный состав этих восходящих флюидов предопределяет широкое развитие в верхней коре метаморфических процессов, сопровождаемых кислотным выщелачиванием базификантов (Ca,Vg,Fe,Ti) и явлениями анатексита, при-

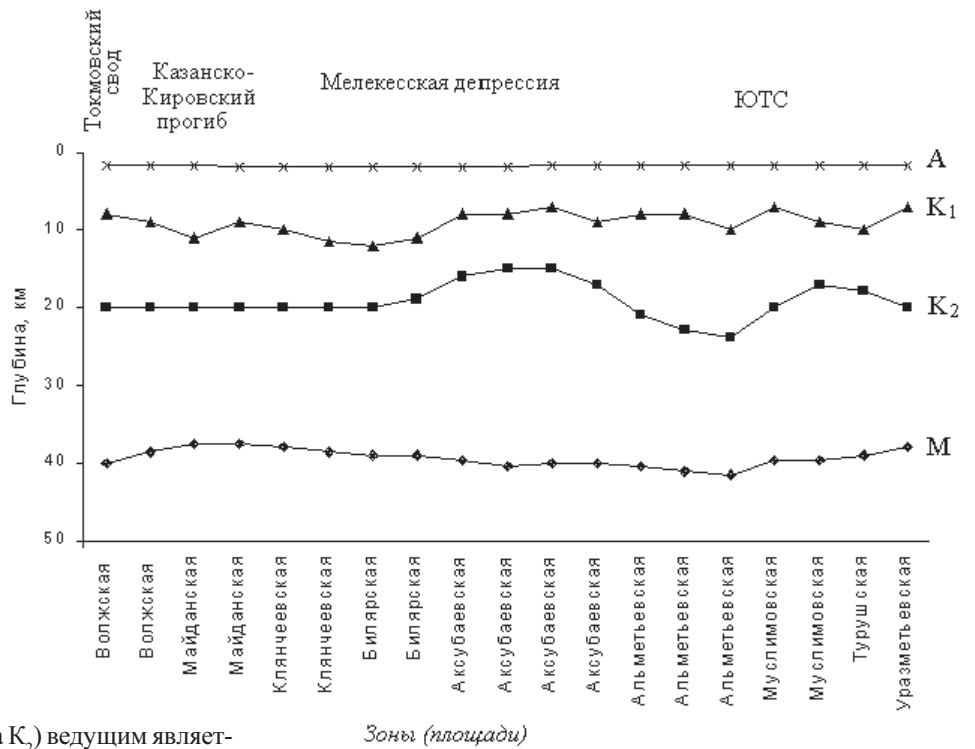


Рисунок. Разрез земной коры PT.

водящими к раскислению и гранитизации верхней коры. О широком развитии этих процессов может свидетельствовать повышенное залегание подошвы гранитно-метаморфического слоя K_1 в пределах Южно-Татарского свода и прилежащего борта Мелекесской депрессии (Рисунок). В условиях водной среды анатексиса температура плавления кварца и полевого шпата метаморфизируемых пород понижается до 550-600°C. Плавление этих минералов как показывают уравнения 1,2 может сопровождаться образованием нефтяных углеводородов.

Анализ глубинного строения земной коры Татарстана по профилю, приведенному на рисунке, показывает, что наибольшей переработке глубинными мантийными флюидами подверглась земная кора в Альметьевской зоне, в структурном плане отвечающая Южно-Татарскому своду. Это согласуется с ранее полученными результатами (Муслимов и др., 2005; Плотникова, 2004). Эта переработка кристаллической коры Татарстана наиболее интенсивно протекала в течение архейских и раннепротерозойских тектоно-магматических циклов, когда наиболее древние в Татарстане породы отрадненской серии, слагающей основной объем видимой части земной коры Татарстана, а также породы большечеремшанской серии были превращены в кристаллические сланцы, гнейсы, мигматиты, гранитоиды и образовали диоритовый и гранито-гнейсовый слои земной коры. В ходе этой переработки в ней интенсивно протекали процессы магнообразования и анатексиса, которые могли сопровождаться образованием эндогенных нефтяных углеводородов в соответствии с уравнениями 1-5.

Переработка кристаллической коры Татарстана с участием процессов магнообразования, анатексиса и образования эндогенных углеводородов, несомненно, имела место и в фанерозойский этап ее истории. Об этом свидетельствует, например, эффузивный верхнедевонский магматизм, приуроченный в основном к глубинным разло-

мам Камско-Кинельской системы прогибов. Процессы анатексиса с образованием эндогенных углеводородов, возможно, протекают и в настоящее время в низах верхней коры под Южно-Татарским сводом. Об этом могут свидетельствовать повышенные (почти вдвое) глубинные флюидные теплопотоки на Южно-Татарском своде, интенсивные восходящие неотектонические движения и достаточно высокий геотермический градиент, составляющий в Альметьевской зоне 22°C/км (Христофорова и др., 2004; Khristoforova et al., 1996). Также об этом может свидетельствовать изменение свойств пластовых вод кристаллического фундамента, изменение газонасыщенности его разуплотненных зон и, косвенно, изменения в составе нефти месторождений в процессе их эксплуатации (Ибрагимов, Плотникова, 2009; Плотникова, 2006; Nourgaliev et al., 2006; Plotnikova, 2006; 2008). Этот градиент не уменьшается с глубиной, что позволяет прогнозировать здесь на границе К2 только за счет градиента температуру порядка 530°C. С учетом привноса дополнительного тепла восходящими мантийными флюидами в участках более интенсивных флюидных потоков эта температура легко может быть повышена до температур анатексиса 550-600°C, что по реакциям 1,2 может вызвать эндогенное образование нефтяных углеводородов. Мобилизация восходящими флюидными теплопотоками этих и других углеводородов, образованных ранее и захороненных в кристаллических породах земной коры Южно-Татарского свода в предыдущие эпохи ее преобразования, по-видимому, сыграла важную роль в формировании нефтяных месторождений Южно-Татарского свода и, возможно, играет большую роль в восполнении их запасов и в настоящее время. Это подтверждается результатами исследования восходящих восстановленных флюидных систем, обусловивших как формирование высокоуглеродистых толщ, так и месторождений нефти (Геология Татарстана..., 2003; Готтих и др., 2004; 2009; Готтих, 2006).

Литература

- Бахтин А.И. История земной коры. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2008. 20.
- Бахтин А.И., Лопатин О.Н., Алексеев А.В. Кристаллическая земная кора Татарстана: история и нефтеносность. *Мат-лы чтений посв. 200-летию Геологич. музея КГУ*. Казань. 2004. 33-40.
- Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС. 2003. 402.
- Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти. *ДАН*. 2009. № 2. 1222-1226.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы*. № 4. 2006. 6-11.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа*. 2004. 20-27.
- Зубков В.С. Закономерности распределения и гипотезы происхождения конденсированных нефтидов в магматических породах различных геодинамических обстановок. *Геохимия*. № 8. 2009. 778-804.
- Ибрагимов Р.Л., Плотникова И.Н. Результаты режимных наблюдений состава подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода. *Георесурсы*. № 3(31). 2009. С. 9-13.
- Муслимов Р.Х., Глузов И.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа*. Спец. Выпуск. 2006. 43-49.

Муслимов Р.Х., Постников А.В., Плотникова И.Н. К вопросу о роли эндогенного фактора в формировании и распределении нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Татарстана). *Георесурсы*. 2005. № 1(16). 37-39.

Плотникова И.Н. О возможности организации мониторинга эндогенных процессов на основе сверхглубоких скважин Республики Татарстан. *Российский геофизический журнал*. 2006. № 41-42. 89-90.

Плотникова И.Н. Особенности распределения зон коллекторов кристаллического фундамента в разрезе скв. 20009-Новоелховская. *Геология нефти и газа*. 2004. № 4. 12-18.

Христофорова Н.Н., Непримеров Н.Н., Христофоров А.В., Николаев А.В., Христофорова М.А. Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности Приволжского региона. *Георесурсы*. 2004. N 1. 24-27.

Шахновский И.М. Некоторые дискуссионные проблемы нефтяной геологии. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2003. № 2. 14-22.

Khristoforova N.N., Neprimerov N.N., Kushtanova G.G. Heat flow and mantle convection: geometry of flows. *Proc. Int. Conf. "Geometrization of Physics 11"*. Kazan. 1996. 104-118.

Nourgaliev D.K., Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N., Sidorova N.N. Variation of i-butane/n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982-2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration. *Journal of Geochemical Exploration*. 2006. № 89. 293-296.

Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. *International Journal of Earth Sciences*. 2008. № 97. 1131-1142.

Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*. 2006. № 89. 89-90.

A.I. Bakhtin, I.N. Plotnikova, R.Kh. Muslimov. Possibilities of abiogenic synthesis of petroleum hydrocarbons in the depths of crystalline crust in the Republic of Tatarstan (Russia).

The possibility of petroleum hydrocarbons formation in depth is considered in the article. Authors propose yet another way of hydrocarbons endogenous synthesis in the fluid-magmatic conversion processes of the crystalline crust under the action of rising recovered deep fluids.

Keywords: genesis of oil, endogenic oil, Earth crust, mantle, fluid, magma, anatexis (refusion).

Анатолий Иосифович Бахтин

Д.геол.-мин.н., профессор кафедры минералогии и петрографии.

Ирина Николаевна Плотникова

Д.геол.-мин.н., заведующий кафедрой геологии нефти и газа. Научные интересы: теория происхождения нефти, геология и нефтеносность территории Татарстана.

Казанский (Приволжский) федеральный университет. Институт геологии и нефтегазовых технологий. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 4/5. Тел.: (843) 233-79-83.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д.геол.-мин. н., профессор Казанского федерального университета, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 233-73-84.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ПОДТОКА ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАЛЕЖИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

(на примере Миннибаевской площади)

В статье приведены результаты комплексного анализа геолого-промысловых данных по разрабатываемым площадям Ромашкинского месторождения с целью исследования современного процесса подтока глубинных углеводородов и восполнения существующей нефтяной залежи. Отмечено большое потенциальное значение исследований процесса восполнения залежей нефти.

Ключевые слова: нефть, месторождение, дебит, восполнение запасов, аномальные параметры скважин.

Начиная с 1999 г., в институте «ТатНИПИнефть» проводятся исследования возможности увеличения извлекаемых запасов нефти за счет подтока глубинной нефти в разрабатываемые залежи. Этот предполагаемый феномен имеет большой научный и огромный практический интерес, так как представляет собой нетрадиционный подход к проблеме увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений. Он является наиболее спорным, но наименее затратным и потенциально наиболее эффективным, и, если мы надеемся на долгосрочные перспективы добычи нефти в Татарстане, то должны оценить все аспекты варианта глубинного генезиса нефти.

На начальном этапе исследований нами осуществлялся поиск косвенных признаков, подтверждающих вероятность подтока глубинной нефти через Алтунино-Шунакский прогиб (АШП) в горизонты D_1, D_0 Ромашкинского месторождения. АШП разделяет два крупнейших по запасам нефти Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения и является в этом смысле уникальным объектом для оценки его роли, по нашему мнению, в качестве вероятного проводника глубинной нефти.

На основе статистического анализа данных нефтепромысловой геохимии, динамики добычи нефти Ромашкинского месторождения и др. выявлено на данном разведочном этапе исследований, по нашему мнению, 10 косвенных признаков, подтверждающих версию возможного подтока глубинной нефти через «незалеченные» полностью каналы АШП в горизонты D_1, D_0 западных площадей Ромашкинского месторождения.

Шесть площадей Ромашкинского месторождения, гра-

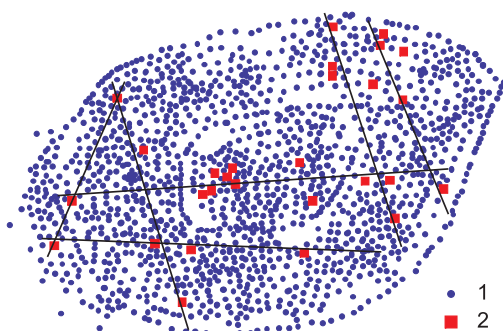


Рис. 1. Схема расположения аномальных скважин на Миннибаевской площади. Нормальные (1) и аномальные (2) скважины.

ничащие с АШП (Березовская, Северо-Альметьевская, Альметьевская, Миннибаевская, Зай-Каратайская и Куакбашская), будем называть «ближними» или западными площадями, а остальные 15 площадей – «дальними» от АШП. Таким образом, задача вырождается из глобальной, более чем вековой, до сих пор неразрешенной проблемы происхождения нефти и формирования нефтяных месторождений, в рутинно статистическую задачу распознавания и идентификации параметров и показателей разработки двух выборок площадей Ромашкинского месторождения: 6 ближних (западных) и 15 дальних (восточных) площадей.

Для статистической оценки меры различия объектов этих двух выборок использовался непараметрический критерий Вилкоксона-Манна-Уитни (Закс, 1976). Для технических приложений в математической статистике принято, что если доверительная вероятность (P) не меньше 0,95 (уровень значимости нуль-гипотезы не выше 0,05), то такие выборки по данному параметру отличаются значимо, существенно, т.е. не принадлежат к одной генеральной совокупности.

С достаточной надёжностью (доверительная вероятность 0,975-0,999) можно утверждать, что девонские нефти 6 ближних к АШП площадей Ромашкинского месторождения более «глубинные» нежели нефти 15 дальних от АШП площадей, так как имеют более низкую плотность (в среднем 803 кг/м³ против 806 кг/м³), более высокие температуры насыщения пластовой и дегазированной нефти парафином (в среднем соответственно 24,6 °С и 24,3 °С против 22 °С и 21,6 °С), характеризуются более низкими



Рис. 2. Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин Миннибаевской площади за 40 лет их эксплуатации.

величинами коэффициента светопоглощения (445 с^{-1} против 555 с^{-1}). При этом оказалось, что нефти с минимальными величинами $K_{\text{сп}} = 423 \text{ см}^{-1}$, т.е. наиболее светлые добывались на юго-западе Миннибаевской площади, т.е. вблизи от АШП (Гильманшин, Глузов, 1964). Установлено, что по трём параметрам (общая толщина $D_1 D_0$, коэффициент песчаности продуктивной части, коэффициент распределения запасов нефти по пластам) ближние и дальние площади статистически различаются между собой. При этом песчаность ближних площадей существенно меньше, а коэффициент распределения запасов ближних площадей существенно больше, чем эти параметры в выборке дальних площадей (Муслимов и др., 1995).

Анализ динамики годовой добычи нефти показал, что западные площади характеризуются меньшим снижением годовых уровней добычи. Так, для 6 ближних к АШП площадей кратность снижения годовой добычи нефти ($Q_{\text{макс}}/Q$) через 10 и 15 лет после года максимальной добычи, а также кратность снижения годовой добычи в 15 году по отношению к 10 после года максимальной добычи нефти ($Q^{10 \text{ лет}}/Q^{15 \text{ лет}}$) составляет 1,327-2,693 (в зависимости от рассматриваемого варианта), в то время как для остальных площадей эти параметры равняются 1,842-4,907.

Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения, непосредственно граничащая с АШП, разделена на 7 блоков. Ближними к АШП являются три западных блока: 2, 3 и 7 (Чупаевский участок). Самый западный блок 7 (Чупаевский участок) характеризуется самой низкой нефтенасыщенной толщиной, наименьшей песчаностью, самой большой долей начальных балансовых запасов (НБЗ) с подошвенной водой, самой низкой долей начальных балансовых запасов в высокопродуктивных коллекторах, самой низкой величиной проектного коэффициента извлечения нефти, самым высоким отношением доли добывающих скважин к доле извлекаемых запасов, но при всем этом 7 блок дает наибольший среднесуточный дебит нефти на одну добывающую скважину среди всех семи блоков Миннибаевской площади (7,10 т/сут против 4,24-6,57 т/сут).

Установлено, что выборка трех ближних блоков существенно (с доверительной вероятностью 0,95) отличается от выборки четырех дальних блоков Миннибаевской площади по такому показателю, как индекс годовой добычи нефти. Индекс годовой добычи нефти (I^*) – это относительный темп годового отбора нефти по блоку относительно этого параметра по площади. Этот параметр, рассчитанный для 1987 г. для выборки ближних блоков, существенно выше (1,767-1,046), чем для выборки дальних блоков (0,738-1,035). Доверительная вероятность такого различия по критерию Вилкоксона-Манна-Уитни составляет 0,95.

Если рассматривать динамику изменения индекса годовой добычи нефти в течение всей истории разработки семи блоков (по пятилеткам), то практически достоверное различие ($P = 0,995$) этого параметра для трех ближних и четырех дальних блоков получено в варианте с 1970 по 1995 гг., т.е. за 26 лет. В этом варианте средняя величина индекса годовой добычи нефти ближних трех блоков составила 1,2500, а дальних четырех блоков – 0,9469.

Сравнение средних величин водо-нефтяного контакта (ВНК) по блокам Миннибаевской площади показало, что наибольшую глубину этот параметр имеет самый запад-

ный 7 блок (Чупаевский участок), непосредственно примыкающий к Алтунино-Шунакскому прогибу. В целом 3 ближних блока имеют среднюю величину ВНК, равную минус 1488,6 м, а 4 дальних блока минус 1487,8 м. На Ново-Елховском месторождении на восточном крыле структуры, примыкающей к Алтунино-Шунакскому прогибу, ВНК также на 2-3 м ниже, чем на западном.

Все это подтверждает наблюдение К.Б. Аширова, что «практически у всех залежей на крутых крыльях структур, примыкающих к вертикальным разломам, ВНК располагается ниже, чем на противоположных пологих крыльях» (Муслимов, 1999). На основании этого К.Б. Аширов пришел к выводу «о геологически позднем времени формирования месторождений, в ряде случаев еще не завершившемся», что связано «с подтеканием в залежь нефти из примыкающей нефтесборной площади» (Аширов, 1998).

Полностью соглашаясь с этим, отметим лишь то, что единственной «нефтесборной площадью» для Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений может быть АШП, разделяющий эти месторождения. Но так как его объем ничтожно мал, чтобы генерировать 5 млрд. т нефти по органической осадочно-миграционной теории, то гипотеза образования (в том числе продолжающегося) залежей за счет глубинной нефти (в нашем случае через АШП), т.е. «нефтесборной площади» под девонем, является достаточно обоснованной.

По материалам отчета АО «Татнефтегеофизика» за 1996 г. «Изучение современной сейсмоструктуры на территории Республики Татарстан» нами были совмещены на одной карте участки проявления сейсмичности (эпицентры землетрясений выше 8-го энергетического класса и участки, формирующие β -аномалии). Была выделена зона шириной 10 км, внутри которой находится АШП. Оказалось, что в этой зоне количество эпицентров землетрясений равно 4, а количество участков, формирующих β -аномалии, равно 18. Отсюда концентрация первых сейсмоявлений равна $4/10 = 0,4$, а вторых $18/10 = 1,8$. Вне зоны АШП охваченная исследованиями ширина Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений составляет 52 км. В ней зафиксированы 5 эпицентров землетрясений и 23 участка, формирующих β -аномалии. Отсюда концентрация первых составляет $5/52 = 0,096$, а вторых – $23/52 = 0,44$. Из всего сказанного следует, что зона АШП в 4 раза более сейсмоактивна, нежели зоны вдали от этого феномена, т.е. АШПкратно более «живой», чем территория вне его.

Следующим этапом нашей работы была попытка выявления, распознавания и идентификации конкретных скважин, в районе которых вероятен (был или есть) подток нефти на примере горизонтов $D_1 D_0$ Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

Считаем, что возможный подток («подпитка») по Р.Х. Муслимову (Муслимов, Изотов, Ситдикова, 1991; Муслимов, 1999; 2005)) глубинной нефти в горизонты $D_1 D_0$ Ромашкинского месторождения вероятнее всего имеет точечный характер как по площади, так и во времени, при этом явных прямых признаков этого явления нет, иначе оно давно было бы замечено в процессе длительной разработки и эксплуатации Ромашкинского месторождения.

Очевидно, что для идентификации аномальных скважин необходимо использовать параметры, по физическому смыслу потенциально чувствительные к проявлению

изучаемого феномена. С другой стороны, эти параметры идентификации должны отображать не только сегодняшнее состояние объектов разработки, но и всю историю их техногенной жизни.

На первом этапе исследований, целью которых являлся поиск косвенных признаков проявления феномена современного подтока нефти в горизонты D_1D_0 Миннибаевской площади, после проведения большого объема трудоемких поисковых исследований были выбраны две группы параметров: результаты нефтепромысловой геохимии нефтей (физико-химические свойства добываемых нефтей) и гидродинамических исследований скважин, а также дебиты по скважинам и во времени с учетом гидродинамических параметров скважин. Для идентификации скважин с аномальными параметрами на Миннибаевской площади выполнен корреляционный анализ парной взаимосвязи всех этих параметров (корреляционная матрица). На его основе с использованием гистограмм распределения этих параметров нефти и пластов, кластерного анализа и графической ранговой классификации выявлены скважины с экстремальными величинами параметров. Такие скважины были условно нами названы аномальными по тому или иному параметру идентификации, предположительно (возможно) связанному с искомым феноменом.

Но величину любого геолого-промыслового параметра, в том числе аномального, включая свойства добываемых жидкостей, практически всегда можно объяснить причинами, совершенно не относящимися к предполагаемому нами феномену. Поэтому для снижения такой неопределенности и тем самым для повышения надежности пока нельзя использовать только один какой-либо параметр, а необходимо использовать несколько параметров. Таким образом, задача идентификации аномальных скважин, пока не найден прямой индикатор подтока глубинной нефти, строго говоря, приводит к многовариантным решениям.

В результате было выявлено 35 вариантов идентификации скважин с аномальными параметрами и их расположение на Миннибаевской площади. Такое большое количество вариантов распознавания аномальных скважин обусловлено тем, что мы не располагаем стопроцентно прямыми признаками предполагаемого феномена современного подтока глубинной нефти в горизонты D_1D_0 .

Как известно (Закс, 1976), при проверке гипотез (в нашем случае – существует или не существует предполагаемый феномен) возможны два ошибочных решения:

1. Неправильное отклонение нуль-гипотезы, в то время как нуль-гипотеза верна (в нашем случае – считаем, что наш феномен существует, а на самом деле его нет) – это ошибка 1-го рода.

2. Неправильное принятие нуль-гипотезы, в то время как в действительности нуль-гипотеза неверна (в нашем случае, отрицание предполагаемого феномена, а на самом деле он существует или существовал в последние 50 лет) – это ошибка 2-го рода.

По нашему мнению, очевидно, что гораздо выгоднее совершить ошибку 1-го рода, чем ошибку 2-го рода, учитывая выгоды и потери, которые являются следствием ошибочных решений.

Наши основные дальнейшие усилия были направлены на поиск прямых (по крайней мере, некосвенных) признаков предполагаемого современного подтока нефти в D_1D_0

Миннибаевской площади. Такой подход, по нашему мнению, можно реализовать путем детального изучения динамики дебитов нефти каждой добывающей скважины в течение 50 лет разработки Миннибаевской площади с учетом и вычленением всех техногенных воздействий, направленных на интенсификацию разработки и увеличения нефтеотдачи. Один из вариантов такого подхода основан на инверсиях дебитов нефти в течение жизни каждой скважины, т.е. когда долговременное естественное падение дебитов «вдруг» сменяется долговременным ростом дебитов нефти. Для уменьшения затрат времени и снижения трудоемкости при выполнении громадной работы нами разработана методика идентификации скважин с прямым (некосвенным) признаком предполагаемого феномена путем последовательного фильтрования (отбраковки) скважин через набор четырех «сит» (этапов).

Первое «сито» заключается в выявлении статистически существенных инверсий среднесуточных дебитов по годам (годовая добыча нефти, деленная на отработанные сутки) в динамике эксплуатации каждой добывающей скважины, проработавшей не менее 10 лет, по строго единой методике с применением непараметрического критерия распознавания образов Вилкоксона-Манна-Уитни (Закс, 1976) (по 5 лет до и после инверсии). В результате на этом этапе выявлено 263 скважины, в которых зафиксировано 316 инверсий.

Второе «сито» заключается в выявлении и исключении скважин с инверсиями дебитов, вероятно обусловленных реализацией различных ГТМ (увеличение диаметра штуцера при фонтанной эксплуатации, смене насоса на более производительный, дострел пластов, обработка призабойной зоны, водоизоляционные работы, воздействие на пласт через ближайшие нагнетательные скважины и др.) в последний год до инверсии и в первый год после инверсии. Эта работа выполнялась независимо друг от друга в НГДУ «Альметьевнефть» и ТатНИПИнефть. В результате из 263 скважин второе «сито» прошла 81 скважина.

Третье «сито» заключается в выявлении и исключении скважин с инверсиями дебитов нефти, не обусловленных ГТМ (после второго «сита»), но потенциально обусловленных вводом под закачку воды близлежащих (1000 м) нагнетательных скважин в период 5 лет до инверсии и одного года после инверсии. В результате из 81 скважины третье «сито» прошло 47 скважин.

Наконец, четвертое «сито» заключается в построении динамических рядов среднесуточных дебитов нефти по оставшимся (после третьего фильтра) скважинам по пяти годам до и после инверсии с исключением скважин, инверсия дебитов которых может быть обусловлена дополнительными техногенными факторами, в том числе повышением пластового давления. В результате из 47 скважин после третьего «сита» четвертое «сито» прошло 28 скважин. Расположение этих 28 скважин на Миннибаевской площади близко к двум субширотным и четырем субмеридиальным линиям (Рис. 1).

На рисунке 2 приведена дважды сглаженная трехчленной скользящей средней динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Видно, что максимумы этого параметра наблюдаются в 1962, 1976 и 1991 годах, т.е. через 14 лет. Причем этот феномен сравни-

НЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЛУБИННОЙ ДЕГАЗАЦИИ ГЕОСТРУКТУР ТАТАРСТАНА

Для геолого-тектонических условий Южно-Татарского свода масштаб нефтеносности прямо пропорционален интенсивности неотектонических движений, интенсивность и амплитуды положительных движений новейшего тектонического этапа развития земной коры способствуют аккумуляции нефти в антиклинальных ловушках. Восходящий режим новейших движений вызывает направленный поток нефтефлюидов из областей генерации к антиклинальным структурам. При наличии надежных покрышек и других благоприятных факторов из поступающих углеводородов образуются залежи нефти и газа.

Ключевые слова: неотектоника, амплитуда, структура, нефтефлюиды.

Введение

В настоящее время геологическое разъяснение противоречия между нефтегенерирующим потенциалом доманикитов осадочной толщи Татарстана (порядка 700 млн. т) и фактическим объемом добытой нефти (более 3 млрд. т) имеет весьма важное значение (Муслимов, 2007), т. к. от этого зависит дальнейшая стратегия нефтедобычи респуб-

лики. Данное противоречие находит достаточно хорошее объяснение с учетом новейшей геодинамики земной коры и предполагаемого подтока глубинных углеводородов по каналам зон деструкции кристаллического фундамента. К тому же, в настоящее время считается доказанным, что ведущая роль в образовании месторождений нефти и газа принадлежит неотектоническим движениям.

Окончание статьи Р.С. Хисамова, Р.Р. Ибатуллина, М.И. Амерханова, С.С. Слесаревой «Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи...»

тельно более заметен в начальные годы разработки эксплуатационного объекта на естественном режиме. Затем он затухает по абсолютной величине по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт силовыми методами, в том числе и, особенно, в результате тотального применения внутриконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но проявляется (наиболее четко через каждые 14 лет) при более тонком анализе динамики дебитов скважин по нефти.

В заключении следует отметить, что проводимые нами исследования возможности увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счёт современного подтока глубинной нефти с локализацией зон такой подпитки должны рассматриваться только как предварительные. Однако результаты, полученные при выполнении этих работ, обосновывают, по нашему мнению, большие перспективы для продолжения исследований.

Литература

Аширов К.Б. О реальных возможностях научно-технического прогресса в нефтедобывающей отрасли. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. № 12. 1998. 2-11.

Гильманшин А.Ф., Глузов И.Ф. Применение фотоколориметрии нефтей для решения отдельных геолого-промысловых задач. *Мат-лы конф.: «Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений»*. Казань: изд-во КГУ. 1964. 154.

Закс Л. Статистическое оценивание. Пер. с нем. В.Н. Варыгина: под ред. Ю.П. Адлера и В.Г. Горского. М.: Статистика. 1976. 598.

Муслимов Р.Х. Развитие нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г.: возможности и проблемы. *Нефтяное хозяйство*. № 5. 2005. 10-14.

Муслимов Р.Х. Пути расширения ресурсной базы на поздней стадии развития нефтедобывающих регионов. *Тр. науч.-практ. конф.: «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Казань. 1999.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова К.М. Роль кристаллического фундамента нефтегазоносных бассейнов в генерации и регенерации запасов углеводородного сырья. *Докл. конф.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Фундаментальные основы нефтя-*

ной геологии». С-Пб: ВНИГРИ. Т.1. 1991. 268.

Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. Т.1. 1995. 492.

R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, M.I. Amerkhanov, S.S. Slesareva.
Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayevo area).

The article presents the complex analysis results of geological and field data for the developed areas of the Romashkino field in order to study the modern process of deep hydrocarbons inflow and replenishment of the existing oil deposits. The great potential value of the research concerning replenishment of oil deposits is noted.

Keywords: petroleum, deposit, flow rate, production, replenishment of oil deposits, abnormal parameters of boreholes.

Раис Салихович Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н, профессор.

423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553) 307-117.

Равиль Рустамович Ибатуллин

Д.тех.н., директор Института «ТатНИПИнефть».

Амерханов Марат Инкилапович

Заведующий лабораторией повышения нефтеотдачи заводненных пластов Института «ТатНИПИнефть», к.тех.н.

423230, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594) 7-85-68.

Валентина Вениаминовна Слесарева

Старший научный сотрудник ООО «Наука»

423230, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594) 785-69.

В связи с этим в работе приводятся результаты разно-масштабных неотектонических исследований, проведенных с целью изучения:

- зависимости между режимом неотектогенеза и масштабом нефтеносности территорий на основе неотектонических исследований;
- возможности влияния новейших движений на процессы углеводородной дегазации недр.

Региональные исследования по выявлению режима и интенсивности новейших движений выполнены на всей территории Республики Татарстан структурно-геоморфологическими методами, включающими изучение деформаций различных морфогенетических уровней рельефа (денудационных поверхностей выравнивания, долинных комплексов крупных и средних рек), вычисление коэффициентов эрозионной расчлененности и геоиндикационное дешифрирование материалов дистанционных съемок (МДС).

Детальные исследования по изучению неотектонического механизма флюидной активности недр проводились в пределах Куакбашского вала Южно-Татарского свода (ЮТС) (301-303 залежей Ромашкинского месторождения) методами палеоструктурных и палеогеодинамических построений относительно кристаллического фундамента; изучения неотектогенеза консолидированного основания, девонских терригенных, серпуховских, башкирских и верейских отложений с вычислением относительных амплитуд современных движений; структурного дешифрирование МДС.

Результаты региональных исследований

Режим и интенсивность новейших движений РТ изучались методами анализа денудационных поверхностей выравнивания и эрозионной расчлененности рельефа. Для этого вычислены абсолютные амплитуды неотектонических движений республики по деформациям трех ступеней поверхностей выравнивания Татарстана (Дедков, 1972):

- позднеолигоцен-миоценовой (P_3-N_1), выработанной на абсолютных отметках 300-350 м;
- плиоценовой (N_2), на абсолютных отметках 200-250 м;
- позднеплиоцен-плейстоценовой

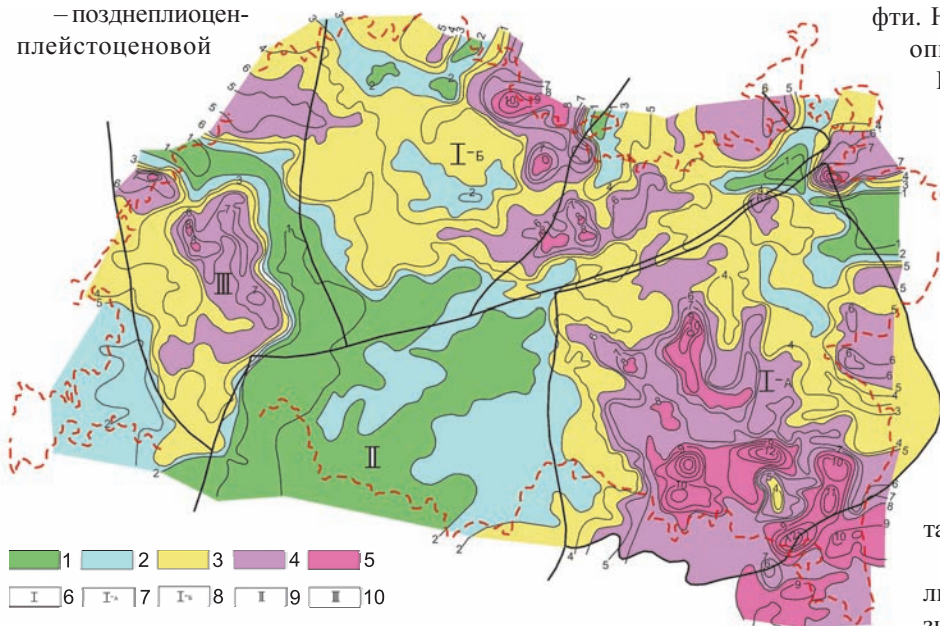


Рис. 1. Карта эрозионного расчленения дневной поверхности Республики Татарстан. Коэффициенты расчлененности рельефа (км/км²): 1 – 0-2; 2 – 2-3; 3 – 3-5; 4 – 5-8; 5 – >8. Структуры 1-го порядка: 6 – Татарский свод, 7 – Южный купол, 8 – Северный купол; 9 – Мелекесская впадина; 10 – Казанско-Кировский авлакоген.

(N_2-Q_1), на отметках 120-180 м.

Анализировалась также дневная поверхность относительно ее горизонтальной расчлененности, т. к. степень расчлененности территории – есть функция неотектогенеза. Данный вид анализа показал, что расчлененность рельефа и интенсивность восходящих движений, выявленная изучением деформаций поверхностей выравнивания, связаны между собой прямой зависимостью; где положительные градиенты неотектогенеза больше, там и плотность эрозионных форм больше (Рис. 1).

По результатам данных исследований построена карта новейшей тектоники Республики Татарстан, на которой территория республики дифференцируется на 4 района по режиму новейших движений:

- 1) с весьма активным режимом неотектоники: ЮТС, Казанско-Кировский авлокоген (ККА), район сочленения северо-восточного и восточного склонов ЮТС;
- 2) с активным: Северо-Татарский свод (СТС), западный склон ЮТС, восточный борт Мелекесской впадины (МВ), восточный склон Токмовского свода (ТС);
- 3) со слабоактивным: западный склон СТС, восточные районы осевой части МВ;
- 4) с неактивным: осевая зона и западный борт МВ, район сочленения западного склона СТС и восточного борта ККА (Рис. 2).

Анализ нефтеносности и неотектогенеза показывает, что зависимость между масштабами нефтеносности и интенсивностью неотектонических движений в РТ прямая. Подтверждением этому служит приуроченность Ромашкинского нефтяного месторождения весьма активному в неотектоническом отношении ЮТС, который современный структурный план приобрел в новейшее время в связи с положительными движениями кристаллического фундамента (Лукиянова, 2000).

Соответственно режиму новейших движений на активном в неотектоническом отношении западном склоне ЮТС образовано второе по масштабам в республике Ново-Елховское и множество других месторождений нефти. На юго-восточном склоне активного в описываемом плане СТС расположены Бондюжское, Первомайское, Елабужское и др. месторождения. На характер нефтеносности здесь, кроме неотектонического фактора, повлияла уменьшенная мощность девонских терригенных отложений, связанная с их выклиниванием по направлению к центральной части свода. На активном в неотектоническом отношении восточном борту МВ находятся средние и мелкие месторождения нефти: Аксубаевско-Мокшинское, Кадыровское, Нурлатское, Максат и др.

Таким образом, основные результаты региональных исследований:

- карта новейшей тектоники республики, на которой показаны абсолютные значения неотектонических деформаций дневной поверхности и выделены районы с различным режимом новейших движений;

– прямая зависимость между режимом неотектогенеза и масштабом нефтеносности Южно-Татарского свода.

Результаты детальных исследований

Исследования по выявлению особенностей палеоструктурного развития и палеогеодинамики территории Куакбашского вала с вычислением палеопревышений проводились по поверхности кристаллического фундамента по состоянию на поздне: тиманское, семилукское, данково-лебединское, фаменское, тульское, серпуховское, башкирское, верейское и ассельское время палеозойской эры. В статье нет возможности подробно описать развитие Куакбашского вала за данный временной промежуток. Поэтому, приведем лишь основные результаты этих построений.

И палеогеодинамические, и неотектонические построения проводились на основе разработанного автором метода, позволяющего изучать палео- и неотектогенез земной коры по уровню консолидированного основания или любого раздела осадочной толщи (Мингазов, 2005).

Проведенные палеотектонические реконструкции позволили установить генезис Куакбашского вала – это седиментационно-тектоническая структура, сформирована в результате новейших восходящих блоковых движений кристаллического фундамента и воздымания увеличенной толщи терригенных осадков, отложившихся в центральной части территории (Лукьянова, 2003).

Особенности неотектогенеза (современной геодинамики) кристаллического фундамента исследуемого объекта следующие (Рис. 3).

Неотектоническими построениями уверенно выделяются ограничивающий Куакбашский вал с запада Алтунино-Шунакский разлом субмеридиональной ориентировки и Южный, Граничный, I-I, II-II, III-III, IV-IV разломы северо-восточного простирания на юго-восточном склоне вала. Причем, кроме выявления точного планового положения осей разломов с детальной характеристикой колебаний гипсометрии их продольных профилей

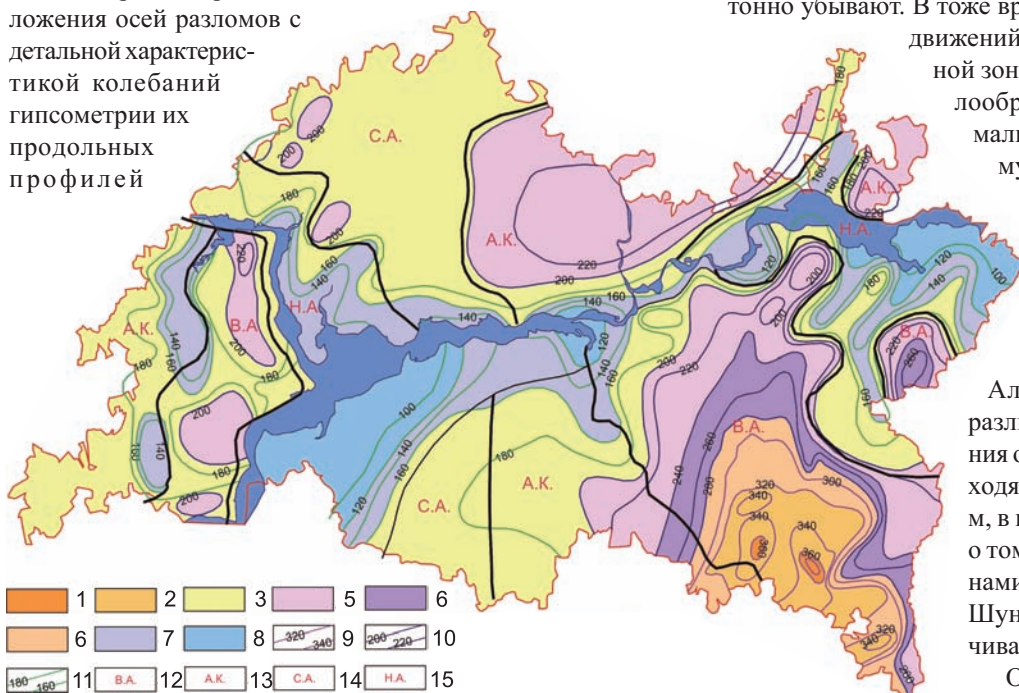


Рис. 2. Карта новейшей тектоники Республики Татарстан. Средние суммарные амплитуды новейших тектонических движений (м); 1 – 400-360; 2 – 360-320; 3 – 320-280; 4 – 280-240; 5 – 240-200; 6 – 200-160; 7 – 160-120; 8 – 120-80. Изолинии тектонических движений (м): 9 – за период Pg_3-Q ; 10 – N_1-Q ; 11 – N_2-Q . Режимы неотектонических движений: 12 – весьма активный; 13 – активный; 14 – слабоактивный; 15 – неактивный.

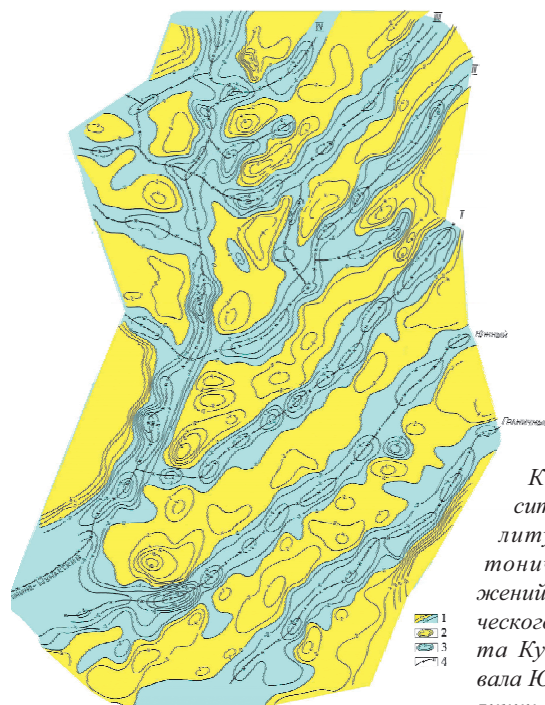


Рис. 3. Карта относительных амплитуд неотектонических движений кристаллического фундамента Куакбашского вала ЮТС. 1 – изолинии превышений

неотектонических движений, 2 – участки положительных превышений, 3 – участки отрицательных превышений, 4 – дизъюнктивы кристаллического фундамента.

хорошо картируются приразломные зоны с точным очерчиванием их границ. Между разломными зонами выделяются зоны положительных превышений современных движений северо-восточной ориентации, образующие линейные валообразные структуры соответствующего простирания. На юго-западных перегибах данных валообразных зон (в местах сочленения с Алтунино-Шунакской разломной зоной) значения положительных деформаций неотектогенеза максимальные, к северо-востоку они монотонно убывают. В тоже время градиенты отрицательных движений Алтунино-Шунакской разломной зоны на участках сочленения с валообразными зонами также максимальные. Это явление, по-видимому, не случайное и объясняется механизмом структурной компенсации нисходящих движений Алтунино-Шунакской разломной зоны (аналог изостазии).

Динамика неотектогенеза Алтунино-Шунакского разлома различная, в северной части значения отрицательных превышений доходят до – 6 м, в центральной – до – 8 м, в южной – до – 10 м. Это говорит о том, что в настоящее время геодинамическая активность Алтунино-Шунакской разломной зоны увеличивается с севера на юг.

Отрицательные градиенты неотектонических движений Южного разлома северо-восточной ориентации, являющегося ответвлением от Алтунино-Шунакского, также большие в юго-западной части, доходят

до – 12 м (на участке сочленения с Алтунино-Шунакским разломом). На северо-востоке они не превышают – 6 м. Данная картина дополнительно подтверждает более активную динамику современных движений южной части Алтунино-Шунакской разломной зоны.

На самом юге исследуемой территории выделяется Граничный разлом северо-восточного простирания. Динамика его неотектогенеза, в отличие от всех других выделенных на поверхности кристаллического фундамента разломов, более спокойная. Отрицательные превышения современных движений Граничной разломной зоны не превышают – 6 м. В юго-западной части разлома отрицательные градиенты современных движений находятся в промежутке 0-1 м. Участки сочленения других разломов с активной Алтунино-Шунакской разломной зоной, наоборот, характеризуются максимальными значениями отрицательных превышений.

Севернее, кроме Граничного и Южного, по поверхности кристаллического фундамента уверенно выделяется ряд взаимопараллельных разломов (I-I, II-II, III-III, IV-IV) северо-восточного простирания. Все они являются опережающими Алтунино-Шунакский разлом, по степени современной активности равнозначные, отрицательные градиенты неотектогенеза не превышают – 7 м.

Увеличение абсолютных отметок с юго-запада на северо-восток и взаимопараллельность разломов северо-восточной ориентации доказывают ступенчатый вид моноклинали кристаллического фундамента исследуемой территории в виде структурных террас.

Режим современной геодинамики фундамента района контролируется Алтунино-Шунакским разломом, т. к. основной объем разрядки напряжений осуществляется по нему в виде блоково-разрывных подвижек, а остаточная энергия напряжения коры разряжается по его опережающим разломам. Динамика линейных зон положительных превышений также контролируется Алтунино-Шунакским и другими разломами. Значения отрицательных превышений неотектогенеза разломных зон прямо пропорциональны значениям положительных превышений валообразных зон.

Изучено распределение признаков нефтеносности (по опробованию, анализу керна, СКО, КИИ-146 и КИИ-95) 301-303 залежей относительно неотектонических характеристик серпуховско-верейского комплекса пород. Анализ показал, что подавляющее большинство скважин с признаками нефтеносности приурочено к зонам положительных превышений неотектогенеза структурных планов отложений серпуховско-верейского комплекса. К сожалению, в рамках статьи нет возможности детально расписать данное распределение и, тем более, демонстрировать его картографически.

Таким образом, проведенные палеоструктурные, палеогеодинамические и неотектонические исследования показали, что:

- ЮТС и Куакбашский вал являются молодыми тектоническими сооружениями, образованными в виде структур I и II-порядков в неотектонический этап развития земной коры;

- Ромашкинское месторождение и 301-303 залежи, образованные в пределах Южно-Татарского свода и Куакбашского вала, находятся в районе с весьма активным режимом новейших движений;

- к Ромашкинскому месторождению и 301-303 залежам приурочено активное в настоящее время Алтунино-Шунакское разрывное нарушение консолидированного основания с большой дифференциацией отрицательных градиентов неотектогенеза его продольного профиля.

Выше говорилось, что ЮТС представляет собой молодую структуру, образованную в неотектонический этап развития земной коры. Отсюда следует, что и Ромашкинское месторождение образование молодое, заполнение его ловушки происходило в новейшее время; по данным Глумова И. Ф. и Уварова С. Г. – происходит и в настоящее время. Данными исследователями на основе нефтепромысловой информации по эксплуатации более 2 тысяч скважин за 50 лет разработки найдено более десятка косвенных признаков подтока глубинной нефти в горизонты D_1 (пашийские отложения) и D_0 (тиманские отложения) Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения (Глумов и др., 2006).

Методика идентификации аномальных скважин основана на инверсиях дебитов нефти в течение жизни каждой скважины, т. е. когда долговременное естественное падение дебитов «вдруг» сменяется долговременным ростом дебитов нефти. Но здесь возникает главная трудность – невозможно однозначно определить, зависит ли та или иная аномалия дебитов нефти от предполагаемого феномена, или она объясняется техногенными воздействиями на пласт и добывающую скважину в процессе их эксплуатации. Эти трудности обойдены использованием более 40 признаков аномальности скважин, таких как:

- скважины с инверсиями дебитов нефти в процессе их эксплуатации, когда при долговременном падении дебитов нефти «вдруг» наблюдается не менее долговременное, статистически существенное увеличение дебитов;

- скважины с растущим дебитом нефти в течение 5-10 лет в период времени после года максимального дебита;

- действующие поныне скважины, накопленный водонефтяной фактор которых в 2-4 раза ниже, чем в целом по Абдрахмановской площади;

- «скважины – рекордсменки» с дебитами около 100 т/сут.;

- «скважины – миллионеры» с суммарным отбором нефти больше 1 млн. т;

- «скважины – долгожители» с периодом эксплуатации более 40 лет;

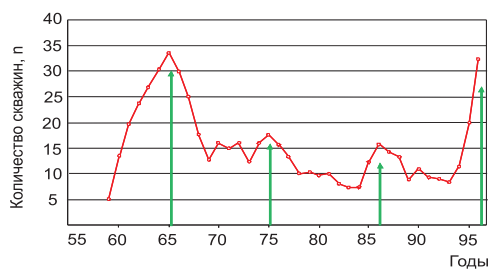
- скважины с рекордно высокой дополнительной добычей нефти в результате реализации ГТМ по воздействию на пласт для стимуляции, водоограничения и повышения нефтеотдачи;

- пониженный водонефтяной фактор действующих скважин и др.

По состоянию на конец 2001 г. (анализ проводился относительно этой даты) фонд действующих добывающих скважин составил 979, в том числе 165 нагнетательных, временно эксплуатируемых на нефть, бездействующих скважин – 63.

Было выявлено 526 скважин горизонта D_1 с инверсиями дебитов нефти в их динамике, из них 335 скважин, продолжавших работать и в 2001 г. Определены 204 скважины горизонта D_1 , инверсии дебитов которых отмечались с 1985 г., т. е. в условиях падающей добычи нефти на Абдрахмановской площади, из них 181 скважина горизонта D_1 с ин-

Рис. 4. Динамика изменения количества скважин с инверсиями среднегодовых дебитов нефти Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.



версиями дебитов продолжала работать и в 2001 г.

В ходе анализа выявлены 47 скважин горизонта D_1 с несколькими инверсиями дебитов нефти, из них 39 скважин продолжали работать в 2001 г. Также выявлены 29 скважин горизонта D_1 с инверсиями дебитов нефти после продолжительного простоя скважин.

Определен перечень 153 скважин горизонта D_1 с «дополнительной» добычей нефти более 100 тыс. т, полученной в результате инверсий дебитов нефти, и 36 скважин горизонта D_1 , «дополнительная» добыча нефти которых в результате инверсий дебитов составила более 200 тыс. т. Кроме этого, выявлено 14 скважин горизонтов D_{II} - D_{IV} с инверсиями дебитов нефти, из них 13 скважин работали и в 2001 г. Определены параметры 191 скважины горизонта D_1 с растущими (в течение 5 лет) дебитами нефти после года достижения максимального дебита для всей площади, т. е. в период падающих дебитов.

К настоящему времени накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) в целом по девону Абдрахмановской площади составляет около 2 м^3 добытой воды на 1 т добытой нефти. ВНФ считается пониженным, если его величина меньше 1 м^3 , т. е. если из скважины добыто больше нефти, чем воды ($Q_H > Q_B$). Выявлены 228 скважин с пониженным ВНФ (меньше $1 \text{ м}^3/\text{т}$), работавших в 2001 г., из них у 24 скважин суммарная добыча нефти превысила 0,5 млн. т, а у 96 скважин суммарная добыча нефти составила более 100 тыс. т из каждой скважины. Отмечены 47 скважин с добычей нефти также более 100 тыс. т, работавших в 2001 г., но с ещё более низким накопленным ВНФ (менее $0,5 \text{ м}^3/\text{т}$).

Также установлены 128 «скважин – долгожителей», проработавших не менее 40 лет без длительных остановок и свыше 116 «скважин – долгожителей», продолжавших работать в 2001 г.; 21 «скважина – миллионер» с добычей нефти за время их эксплуатации более 1 млн. т.

В итоге приводим динамику количества скважин с инверсиями среднегодовых дебитов нефти по годам с начала разработки Абдрахмановской площади (Рис. 4).

Рисунок показывает четкие максимумы описываемого параметра через каждые 10-11 лет, т. е. функционирует некий механизм, посредством которого, по-видимому, происходит пополнение ловушки терригенного девона Абдрахмановской площади с максимальной активностью через каждые 10-11 лет.

Описанные нефтепромысловые характеристики скважин объективно свидетельствуют о наличии признаков аномальности добывающих скважин. Следовательно, они индицируют предполагаемый феномен в пределах Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, т. е. активный Алтунино-Шунакский разлом может служить каналом миграции углеводородов из глубинных зон деструкции кристаллического фундамента в нижние горизонты осадочного чехла.

Таким образом, существующий масштаб нефтеносности Южно-Татарского свода предопределен существующим режимом (по градации автора, весьма активным) его неотектогенеза. При восходящем режиме новейших движений положительные структуры вызывают направленный к ним поток нефтефлюидов из интервалов или областей генерации по системе активизированных в настоящее время разломов (в данном случае, по Алтунино-Шунакскому и его оперяющим дизъюнктивам). При нисходящих движениях, наоборот, углеводороды выдавливаются из структуры. Обратно говоря, в пределах юго-востока РТ восходящие и нисходящие новейшие деформации создают в отложениях осадочного чехла эффект компрессии-декомпрессии с интервалом через каждые 10-11 лет, чем автор и связывает причину описанного феномена в породах терригенного девона Ромашкинского месторождения.

Литература

- Лукьянова Р.Г. Геологические аспекты поисков залежей нефти в девонском терригенном резервуаре Татарстана. Автореф. дис. на соис. уч. ст. к. геол.-мин.н. Бугульма: ТатНИПИнефть. 2000. 160.
- Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Слесарева В.В., Афанасьева О.И. Исследование возможности увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счет современного подтока глубинной нефти на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. *Тр. ТатНИПИнефть*. Бугульма. 2006. 245-251.
- Дедков А.П. О денудационных срезках и древних поверхностях выравнивания в Среднем Поволжье. Казань: Изд. КГУ. 1972. 3-20.
- Мингазов М. Н. Оценка перспектив нефтеносности осадочной толщи палеозоя на основе неотектонических исследований. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2005. 160.
- Муслимов Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 3. 24-29.

M. Mingazov, A. Strizhenok, B. Mingazov. Neotectonic aspects of geostructures deep degasification on the territory of the Republic of Tatarstan (Russia).

In geological and tectonic conditions of the South-Tatar arch oil-bearing capacity scale is directly proportional to the intensity of neotectonic movements; the positive movements intensity and amplitude of the newest tectonic stage of the Earth crust contribute to the accumulation of oil in anticlinal traps. The upward process of the newest movements creates a directed flow of petroleum fluids from the generation areas to anticlinal structures. In the presence of heavy overlying seals and other favorable factors oil and gas deposits are being occurred from the incoming hydrocarbons.

Keywords: neotectonics, amplitude, structure, petroleum fluids.

Минтахир Нургатович Мингазов

Начальник отдела экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений, к. геол.-мин.н.

Алия Аксяновна Стриженок

Зав. сектором аэрокосмогеологических исследований, к. геол.-мин.н.

Булат Минтахирович Мингазов

Инженер отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем.

Институт «ТатНИПИнефть», 423236, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594)789-78, (85594)789-50.