

МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ И ГЕОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ИНДИКАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ

А.А. Жильцова¹, В.И. Исаев², Ю.В. Коржов¹

¹Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск;

²Национальный исследовательский университет «Томский политехнический университет», г. Томск

Дан очерк традиционных и современных представлений о механизмах восходящей миграции углеводородов в природных нефтегазовых системах. Рассмотрены классические и новейшие методы нефтепоисковой геохимии. Сделан вывод о методологических основах понимания процессов миграции углеводородных флюидов, об устойчивых приповерхностных геохимических индикаторах залежей.

Введение

Целью данного обзора является обобщение новейшего эмпирического и теоретического материала, экспериментальных фактов, накопленных российскими (преимущественно) и зарубежными исследователями в области миграции углеводородных флюидов и геохимических поисков. Значимость обобщенных исследований определяется необходимостью повышения достоверности прогнозно-поисковых исследований на нефть и газ, в первую очередь поисковой и разведочной геохимии.

Развивающаяся приборная и методическая аналитическая база, а также выявление новых геохимических индикаторов нефтегазоносности позволили геохимии утвердиться в последние годы в ряду геофизических, аэрокосмических и других «легких» методов в качестве недорогого, эффективного и перспективного способа повышения достоверности прогноза на нефть и газ. Но по-прежнему актуальным остается решение целого ряда проблем поисковой геохимии:

- 1) достоверность связи аномальных концентраций веществ в приповерхностных горизонтах разреза с глубинным влиянием нефтяных залежей;
- 2) возможность и механизм перемещения тяжелых нефтяных углеводородов (УВ) в земной коре и, в частности, их вертикального перемещения к земной поверхности с образованием приповерхностных фоновых и аномальных концентрационных полей;
- 3) установление причин существенного различия состава УВ в глубинных и приповерхностных горизонтах разреза;

Решение этих проблем позволит определить надежные, стабильные во времени прямые геохимические показатели наличия в недрах залежей нефти и газа.

При работе над обзором авторы, учитывая сложность и многофакторность процессов миграции УВ, постарались рассмотреть предлагаемые в последнее время отечественными и зарубежными исследователями модели, гипотезы и концепции движения углеводородных флюидов в земной коре. В обзоре приведены новейшие представления о принципах и механизме миграции, о роли физических и химических факторов, обеспечивающих условия миграции.

Особый интерес представляет выяснение вопросов о возможности и механизме вертикальной миграции в приповерхностные горизонты тяжелых нефтяных УВ состава C_8-C_{40} и в частности ароматических углеводородов. Их присутствие повсеместно обнаруживается в подпочвенных грунтах верхних этажей геохимического опробования, а в некоторых случаях используют при геохимическом опробовании в качестве прямых указателей нефтяных залежей.

Классические представления об образовании, миграции, аккумуляции и рассеивании углеводородных флюидов и традиционные методы геохимических поисков

В прошлом столетии геохимия нефти и газа характеризовалась бурным развитием. Начиная с сороковых-пятидесятых годов двадцатого века, геохимические исследования внедрялись в практику нефтегазописковых работ. Эти исследования в своем большинстве являются прямыми методами: они дают указания на наличие в разрезе непосредственно нефти и газа. В этом заключается существенное отличие геохимических методов от геофизических.

Геохимические исследования являются составной частью комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ и используются на различных этапах в любых регионах территорий и акваторий. Они подразделяются по виду поставленных задач на следующие группы [15, 16].

1. Геохимические методы прогноза вероятной нефтегазоносности региональных и локальных элементов геологического районирования. К ним относятся методы диагностики и выделения газо- и нефтепроизводящих отложений, оценки условий образования в них УВ, выявления условий первичной и вторичной миграции УВ, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках.

2. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа носят название «Прямые геохимические методы». Их целью является оценка продуктивности конкретных площадей или структур. К этим методам относятся различные виды геохимических съемок.

3. Геохимические методы выявления продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах. В эту груп-

пу входят преимущественно методы газового каротажа и битуминологические.

Основоположником геохимических методов поиска и разведки месторождений нефти и газа является В.А. Соколов. Отправной точкой для разработки геохимических методов послужило представление о субвертикальной миграции УВ из залежи к поверхности земли и формировании над залежами, в том числе и в приповерхностных отложениях, геохимических аномалий за счет мигрирующих УВ [1]. В.А. Соколов впервые (1929 г.) предложил провести газовую съемку для определения в подпочвенных отложениях микроконцентраций углеводородных газов и жидких УВ, накапливающихся за счет их субвертикальной миграции из находящихся в более глубоких горизонтах залежей нефти и газа. Именно газовая съемка явилась тем геохимическим методом, который получил наиболее широкое развитие и известность, а также явился основой возникновения и развития таких геохимических методов, как газокерновая съемка и геомикробиологический метод.

Период с конца 40-х до начала 80-х годов прошлого столетия характеризуется как этап становления основ современной теории нефтидогенеза и углубления геохимических, геодинамических и флюидодинамических оснований этой теории. В это время теория образования нефти развивалась интенсивно, обогащаясь новыми моделями и фактами. Одним из существенных достижений теории нефтидогенеза является обоснование процессов миграции углеводородов (Брод И.О., 1930; Неручев С.Г., 1940; Соколов В.А., 1940). Миграция углеводородных флюидов – очень важный вопрос, так как в результате миграции возникают скопления и залежи УВ. Особого внимания при решении данного вопроса заслуживают механизм, форма, масштабы и физико-химические особенности миграции [22].

Различают первичную и вторичную миграцию. *Первичная миграция* представляет собой перемещение углеводородных флюидов внутри нефтематеринской толщи и выход из нее в толщи-коллекторы. Процесс перехода флюида из нефтематеринской толщи в коллектор называется эмиграцией. Под *вторичной миграцией* понимается перемещение нефти и газа в пласте-коллекторе или группе гидравлически связанных пластов – внутрирезервуарная миграция или перемещение из одного пласта в другой – межрезервуарная миграция [4].

Наиболее сложные вопросы связаны с *первичной миграцией* углеводородов из материнских пород. Десорбция подвижных компонентов битумоида (микронепти) и эмиграция из материнских пород вызываются повышением температуры или действием растворителей: пластовых вод, углеводородных и неуглеводородных газов. Перемещение микронепти происходит в результате действия гравитационных сил и при наличии градиентов давления, температуры, концентрации, дисперсности, поверхностного натяжения [2].

Существует ряд свойств, явлений, процессов и факторов, создающих условия, влияющие на первично-миграционные процессы. В зависимости от действия этих факторов и процессов различают несколько механизмов первичной миграции [4].

1. *Первичная миграция углеводородов с водой.* В этом случае возможно несколько самостоятельных механизмов миграции: в виде истинных растворов, коллоидно-эмульсионный механизм, растворение УВ в воде. Эти механизмы теоретически и экспериментально обоснованы и возможны в определенных пластовых условиях.

2. *Первичная миграция в виде газовой фазы.* Газовые растворы вследствие их низкой вязкости и большой подвижности в тончайших порах могут обеспечивать первичную миграцию из материнских пород. УВ, растворенные в газе, являются преобладающей формой перемещения в породах с очень мелкими порами. Эмиграция нефтяных УВ в виде газовых растворов доказана экспериментально.

3. *Первичная миграция в собственно жидкой фазе.* Сюда относится активная миграция в виде глобул, капель, пленок, струй, в виде пленок на пузырьках газа. Нефть плохо смачивает большинство минералов, и только поверхности частиц с битуминозным покрытием образуют пути, благоприятные для ее движения. Движение потоков углеводородов может облегчаться наличием трещинок и трещин, заполненных керогеном.

Вторичная миграция обусловлена в основном гравитационным и гидравлическим факторами. Механизм вторичной миграции заключается в следующем. Попадая в коллектор, заполненный водой, капли нефти и пузырьки газа всплывают в ней к кровле пласта. Если пласт имеет наклонное положение, то всплывание происходит вверх по его восстанию. Движению флюидов в пласте препятствуют силы межфазового трения, молекулярное притяжение стенок пор в породе, капиллярное давление.

Гидравлический фактор проявляется в виде гидродинамического напора в пласте. Этот напор способствует преодолению капиллярных сил в сужениях поровых каналов. В водных системах на глубинах могут возникать зоны напоров, связанные с уровнями, на которых происходит дегидратация глинистых минералов и выделяются дополнительные объемы воды, или с очагами генерации углеводородов, которые также пополняют общий объем флюидов. В соответствии с дефлюидизацией происходит перераспределение давлений и начинается движение. Наряду с гидродинамическими перетоками, возникающее различие в минерализации вод вызывает гидрогеохимический переток, неоднородность поля температур – геотермический переток, процессы перестройки тектонических структур и динамического напряжения – геодинамический переток. Все эти процессы действуют разрушающе на породы. В результате появляются микротрещины, порода разуплотняется. При осуществлении таких процессов флюиды, насыщающие породы, получают мощный импульс движения, происходит активная миграция. В связи с периодичностью проявления вышеуказанных процессов, миграция в породах осадочных бассейнов носит пульсационный характер и протекает неравномерно в геологической истории [3].

По направлению движения различают *вертикальную и латеральную миграцию*. Внутрирезервуарная вертикальная миграция происходит в пределах мощного пласта или в рифовом массиве. Межрезервуарная вертикальная миграция проявляется как в складчатых, так и в плат-

форменных областях. Латеральная миграция ограничивается ближайшими структурами, препятствующими дальнейшему перемещению, но может идти дальше, если ловушка не способна удержать нефть или газ.

По мнению Б.А. Соколова [17], именно восходящие флюидодинамические потоки являются одной из важных форм миграции. Углеводородные потоки, поднимаясь по трещинам и порам вверх по разрезу, пересекают горизонты коллекторов, в которых температура и давление ниже соответствующих показателей очагов генерации. Если на пути движущихся углеводородов встречается преграда (экран или барьер), то происходит аккумуляция углеводородов в этих горизонтах. При длительном процессе погружения бассейна в его разрезе появляется несколько уровней расположения очагов генерации, а над ними – несколько этажей размещения залежей углеводородов.

В целом существующие традиционные представления об образовании и миграции нефтегазовых УВ сводятся преимущественно к хорошо проработанной концепции нафтидогенеза. В этой концепции были предложены и детально исследованы условия и механизмы катагенетического образования УВ, движущие силы и механизмы их перемещения в пористых средах земных недр. Результатом явилось широкое признание *осадочно-миграционной теории образования, миграции и аккумуляции углеводородов*, основанной на органическом происхождении нефти [6, 12]. Опираясь на эту теорию, были открыты десятки тысяч залежей углеводородного сырья.

Эта теория стала активно применяться при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Широкое развитие получили геохимические методы исследования (прямые и косвенные), основу которых составляют химические анализы газов, вод, пород, почв. Эти анализы проводятся с целью определения: рассеянного нефтяного вещества; следов влияния нефтяного вещества на газы, воды, породы, почвы, организмы; веществ или условий, обычно сопутствующих залежам нефти и газа.

Применение прямых геохимических методов оказалось особенно целесообразным в следующих случаях. Во-первых, при поисках стратиграфических и литологических залежей, не связанных с локальными тектоническими поднятиями, во-вторых, когда требуется выяснить, является ли найденное тектоническое поднятие нефтегазоносным или нет. Важно отметить, что все прямые геохимические методы поисков могут решать вопрос о наличии залежей нефти и газа, но могут указывать и на наличие рассеянных УВ в нефтеносных свитах.

В первые послевоенные десятилетия геохимические методы применялись преимущественно для разбраковки выявленных сейсморазведкой локальных объектов перед постановкой на них глубокого бурения, что позволяло повысить эффективность работ в 2–3 раза. В США с 1942 по 1957 гг. из 98 значительных месторождений нефти и газа 25 были обнаружены с применением геохимических методов поисков. При применении геохимических методов в комплексе с сейсморазведкой были открыты также многие месторождения, связанные с ловушками неантиклинального типа. В последние десятилетия 20-го столетия в связи с ростом стоимости сейсморазве-

дочных работ на многих территориях геохимические исследования начали проводить перед постановкой сейсморазведки. В этом случае сейсморазведку ставят только на тех участках, перспективность которых была подтверждена данными геохимических работ. Такая методика позволяет уменьшить стоимость работ, так как геохимические исследования во много раз дешевле сейсморазведочных.

Анализ эффективности применения геохимических методов при поисках месторождений нефти и газа за рубежом показывает, что отрицательная оценка перспектив нефтегазоносности локальных объектов по результатам геохимических исследований подтверждается на 100 %, а положительная – на 60–80 %.

В России геохимические методы прогноза нефтегазоносности интенсивно применялись в 60–70-х гг. прошлого столетия. Именно в этот период были разработаны методы диагностики нефте- и газопроизводящих отложений, методы оценки интенсивности нефте- и газобразования в них, методы установления генетических связей между битумоидами рассеянного органического вещества материнских толщ и дочерними нефтями. В эти годы вышло несколько крупных работ, посвященных геохимическим методам прогноза нефтегазоносности. Среди них нельзя не отметить монографию А.Э. Конторовича [11]. В этой работе обобщены и систематизированы основные достижения в области прогноза нефтегазоносности по геохимическим данным, учтены многочисленные отечественные и зарубежные исследования в области теории и применения геохимических методов прогноза нефтегазоносности, приведен рациональный комплекс исследований, которые необходимо проводить при прогнозе нефтегазоносности по геохимическим данным. Кроме этого, автор доказывает, что представления об осадочно-миграционном образовании нефти и газа являются теоретической основой методов прогноза нефтегазоносности. Также в работе приведен ряд геохимических критериев прогноза нефтегазоносности.

Но, несмотря на широкое практическое применение геохимических методов при поисках и разведке месторождений нефти и газа, *возникают дискуссии об их реальном значении*.

Истоки этих дискуссий можно искать в концепциях органического и неорганического происхождения нефти и газа, споры между их сторонниками, продолжаются уже более 100 лет. Одним из объектов, вокруг которого до сих пор идут подобные споры, является месторождение «Белый тигр» на юге Вьетнама, продуктивные залежи его сосредоточены в интрузивных породах. С позиции органической концепции все такие залежи – результат миграции нефти из смежных осадочных пород. В качестве доводов в пользу органического происхождения указывается присутствие в нефти спор и пыльцы растений и порфиринов – специфических органических соединений. Но «неорганики» объяснили все это заимствованием из осадочных пород, вмещающих залежи. Решающее доказательство органического происхождения нефти принесли данные органической геохимии, установившие тождество нефтяных и биогенных углеводородов на молекулярном уровне. Молекулы таких органи-

ческих соединений получили название – биомаркеры, то есть метки, указывающие на биогенное происхождение нефти [21].

Несмотря на это, ряд исследователей как в России, так и за рубежом продолжают отстаивать неорганическое происхождение нефти. *Дискуссии затрагивают и вопросы миграции.* Так «неорганики» считают, что рассеянная нефть, если бы таковая могла образоваться, не в состоянии мигрировать в пласте-коллекторе из-за отсутствия в природных условиях механизма, способствующего слиянию разрозненных капель нефти в непрерывную фазу. А.С. Фомичев считает утверждение сторонников неорганического синтеза углеводородов о том, что латеральная миграция нефти невозможна, абсурдным. Простым его доводом является то, что при невозможности латеральной миграции нефть из скважин получить нельзя [20]. *Много дискуссий и в вопросе формирования залежей нефти и газа.* Одни исследователи считают, что образование залежей нефти и газа происходит в результате генерации жидких и газообразных УВ в осадочных толщах и последующей их миграцией в ловушки, в которых происходит их аккумуляция. Другие – связывают образование залежей с аккумуляцией диффузно-рассеянных жидких и газообразных УВ [14].

Несмотря на существующие проблемы и неувязки, геохимические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа были признаны эффективными при использовании их в комплексе с геофизическими и геологическими данными. Особенно важна роль геохимических методов на первом этапе поисково-разведочных работ – при поисках нефтеносных свит и залежей, а также на последнем этапе работ – при отбивке вскрываемых бурением продуктивных горизонтов.

Современные представления о возможности и механизме восходящей миграции углеводородных флюидов и новейшие геохимические методы поисков

Достаточно долго, 1980–1990 гг., геохимия как практический метод индикации залежей УВ почти не использовалась при поиске и разведке нефти и газа. Причиной являлось отсутствие быстрых и точных аналитических методов исследования, значительная вариабельность прогнозов, не определены были надежные прямые показатели присутствия нефти и газа.

Интенсивное развитие нефтегазового комплекса России потребовало создания принципиально новых технологий поиска, разведки и разработки месторождений углеводородного сырья. Большой вклад в развитие таких технологий внесли работы Института проблем нефти и газа РАН (ИПНИГ РАН), Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ФГУП «ВНИГНИ») и Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ СО РАН).

В процессе развития новых технологий поиска и разведки нефтегазовых месторождений *эволюционировали и геохимические методы поисков месторождений нефти и газа*, чему посвящены многие исследования *ИНГГ СО РАН*. Начиная с 1986 г., сотрудниками института проводится геохимическая газовая съемка с целью разработки и совершенствования методики определения перспектив нефтегазоносности поисковых площадей, уточ-

нения контуров залежей и корректировки размещения поисково-разведочных скважин [7]. Используются следующие нефтегазопроисследовательские показатели: суммарное содержание гомологов метана, отношение метана к сумме его гомологов, суммарное содержание непредельных углеводородов, суммарное содержание всех углеводородных газов. За период 1986–1994 гг. исследовано около 10 тысяч проб снега, выделено более 200 аномалий различной протяженности и контрастности. *Пространственно аномалии образуют две группы: первая включает в себя аномалии, отражающие непосредственно залежь, вторая соответствует зоне водонефтяного контакта (ВНК).* Как правило, присутствуют обе группы аномалий. Полученные результаты геохимической газовой съемки свидетельствуют об эффективности данного метода для решения задачи локального прогноза нефтегазоносности. Распределение аномалий по площади, выявленное при проведении детальных геохимических работ, достаточно четко совпадает с контурами залежей. Это делает возможным выбирать первоочередные объекты для постановки поискового бурения, повысить достоверность оценки ресурсов по категории C_3 , сократить число непродуктивных поисковых скважин, оптимизировать размещение разведочных и эксплуатационных скважин.

Современные геохимические методы представляют собой совокупность организационных, методических и технических средств, способных в комплексе с геологическими, геофизическими и аэрокосмическими исследованиями решать задачи прогнозирования нефтегазоносности недр до постановки глубокого поискового бурения. Эта цель достигается путем изучения закономерностей пространственной изменчивости полей концентраций химических элементов и их соединений в лито-, гидро-, атмо- и биосфере.

В основе современной теории геохимических поисков лежит представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе углеводородных газов и низкомолекулярных жидких углеводородов из залежи в перекрывающие их осадочные породы. Залежь нефти и газа – это локальная область концентрированного скопления жидких и газовых углеводородов, сопутствующих им кислых газов и химических элементов. В пределах залежи отмечаются существенные изменения свойств нефти и минералогических особенностей пород-коллекторов [18, 23].

В области залежи выделяются два уровня геологического разреза (снизу вверх): породы продуктивного комплекса, являющиеся объектом геофизических исследований и буровых работ, нацеленных на открытие и геометризацию залежи, и породы надпродуктивного комплекса – объект геохимических исследований, выявляющих по аномальным геохимическим полям геологические объекты с аномальными свойствами, обусловленными наличием скоплений УВ. Формирование аномальных геохимических полей – это геологический процесс, в котором генерация, миграция, аккумуляция и диссипация веществ неразрывны в целостных геосистемах.

Миграция УВ из залежей нефти и газа в значительной мере определяется геологическими условиями. Большой перепад давления от залежей вверх по разрезу обуслов-

ливаает возможность протекания процессов фильтрации (микрофильтрации), а разница концентраций вызывает процессы самопроизвольного молекулярного перемещения углеводородов – диффузию [14].

Миграция углеводородов посредством фильтрации является важным процессом образования микроскопических углеводородов (аномалий) в покрывающих залежь отложениях. При этом наличие глинистых пород не является препятствием для указанного процесса. Допускается, что миграция происходит путем прорыва углеводородов через породы-покрышки при струйной миграции и имеет местами пульсирующий характер. Повышенная тектоническая активность того или иного участка усиливает этот процесс.

Диффузия – молекулярное перемещение вещества. Повышенной диффузионной способностью характеризуются газообразные компоненты. Диффузия является постоянно действующим процессом, связанным с миграцией УВ из залежей. Скорость данного процесса повышается с ростом температуры. Поэтому для зон с повышенным температурным градиентом диффузия углеводородов должна протекать более интенсивно. С ростом давления сокращается средняя длина свободного пробега молекул, т. е. уменьшается скорость диффузии. Диффузионная проницаемость пород зависит от их литологического состава и физических свойств пород, природы диффундирующих компонентов, воздействия процессов сорбции, растворения. Появление малейших признаков трещиноватости, примесей инородного материала, например терригенных компонентов в солях; микротрещин в долеритах, приводит к значительному возрастанию диффузионной проницаемости [22].

В зависимости от преобладания одного из типов массопереноса УВ выделяют два типа регионов: первый – с относительным преобладанием фильтрационного массопереноса и второй – с преобладанием диффузионных явлений. К первому типу относятся районы с активным развитием элементов разрывной тектоники, а также платформенные участки, в пределах которых развиты разрывные нарушения. В зоне распространения таких нарушений выявляются, как правило, контрастные газовые аномалии. Ко второму типу регионов относятся платформенные участки со слабым развитием процессов тектогенеза, особенно при наличии в надпродуктивных отложениях глин и солей большой мощности. В пределах площадей с подобным строением осадочного чехла обычно развиты слабоконтрастные аномалии углеводородов, преимущественно метана. При таких литологических особенностях разреза отмечается плавное увеличение газонасыщенности пород с глубиной по мере приближения к залежи углеводородов [15].

Характер и интенсивность процесса вертикальной миграции УВ изменяются в течение геологической истории залежи. Миграция газовых, парообразных и жидких УВ по зонам тектонических нарушений и повышенной трещиноватости пород происходит интенсивно в активную фазу тектонических процессов. В дальнейшем, вследствие уменьшения трещин и разрывов, может происходить некоторое затухание процесса фильтрации УВ, но это ограничение не касается диффузии. Такое раз-

витие процесса миграции углеводородов из залежей может неоднократно повторяться в зависимости от геологической истории нефтегазоносного района.

Важное значение имеет специфический состав мигрирующих углеводородов, которые содержатся в значительных концентрациях только в залежах нефти и газа и потому являются прямыми признаками нефтегазоносности. Метан относят к прямым показателям нефтегазоносности, но при интерпретации следует учитывать, что он образуется некоторыми современными микроорганизмами и генерируется рассеянным органическим веществом на ранних этапах литогенеза. Тяжелые газообразные углеводороды C_2-C_4 характерны только для залежей. Они практически не образуются бактериями, и их генерация органическим веществом в зоне геохимического зондирования незначительна. Поэтому при анализе полей концентраций этан, пропан и бутан являются ведущими показателями. Углеводороды C_5-C_8 и более тяжелые типичны только для нефти, но их миграционные способности ограничены в связи с большим молекулярным весом. Традиционно считается, что они могут быть встречены только в районах с интенсивными процессами вертикальной миграции – фильтрация по зонам тектонических нарушений [18].

Отметим *новейшие примеры геохимических поисков по тяжелым УВ* [10]. Это геохимические исследования Восточно-Панлорской поисковой площади (Верхнеленинский вал на сочленении Красноленинского и Сургутского сводов) и геохимические исследования Центрально-Кустового участка ТПП «Когалымнефтегаз» (Ватъеганский вал на сочленении Сургутского и Нижневартовского сводов).

Цель исследований заключалась в определении перспектив нефтегазоносности вышеназванных участков. Анализировались пробы грунтов, поднятых из взрывных скважин сейсмозондирования с глубин 7...10 м, где стабильные криогенные условия и достаточное насыщение глинистой фракцией. При исследованиях решались задачи прогнозирования залежей УВ как на территории, где проводилось (Восточно-Панлорская площадь), так и на территории, где активно ведется поисковое и разведочное бурение не проводилось (Восточно-Панлорская площадь), так и на территории, где активно ведется поисковое и разведочное бурение, добыча углеводородного сырья (Центрально-Кустовой участок). Инновационный характер данных исследований заключается в том, что решение поставленных задач было выполнено на основе анализа аномалий тяжелых *ароматических* УВ состава $C_{10}-C_{14}$, а не по аномалиям углеводородных и неуглеводородных *газов* [5, 8], или – по составу тяжелых *алкановых* УВ [13]. Некоторым методическим аналогом данных решений авторы называют запатентованную методику отбора проб и неопубликованные прогнозные построения, выполняемые компаниями W.L. Gore & Associates Inc. и W.L. Gore & Associates GmbH (доклад Paul Harrington, Dr. Andreas Mayr, Viktor Hermann «Поверхностное геохимическое изыскание методом Gore-Sorber» на X научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного и рудного потенциала ХМАО-ЮГРБ», 2006).

Количественное определение содержания ароматических УВ в образцах грунтов производилось с исполь-

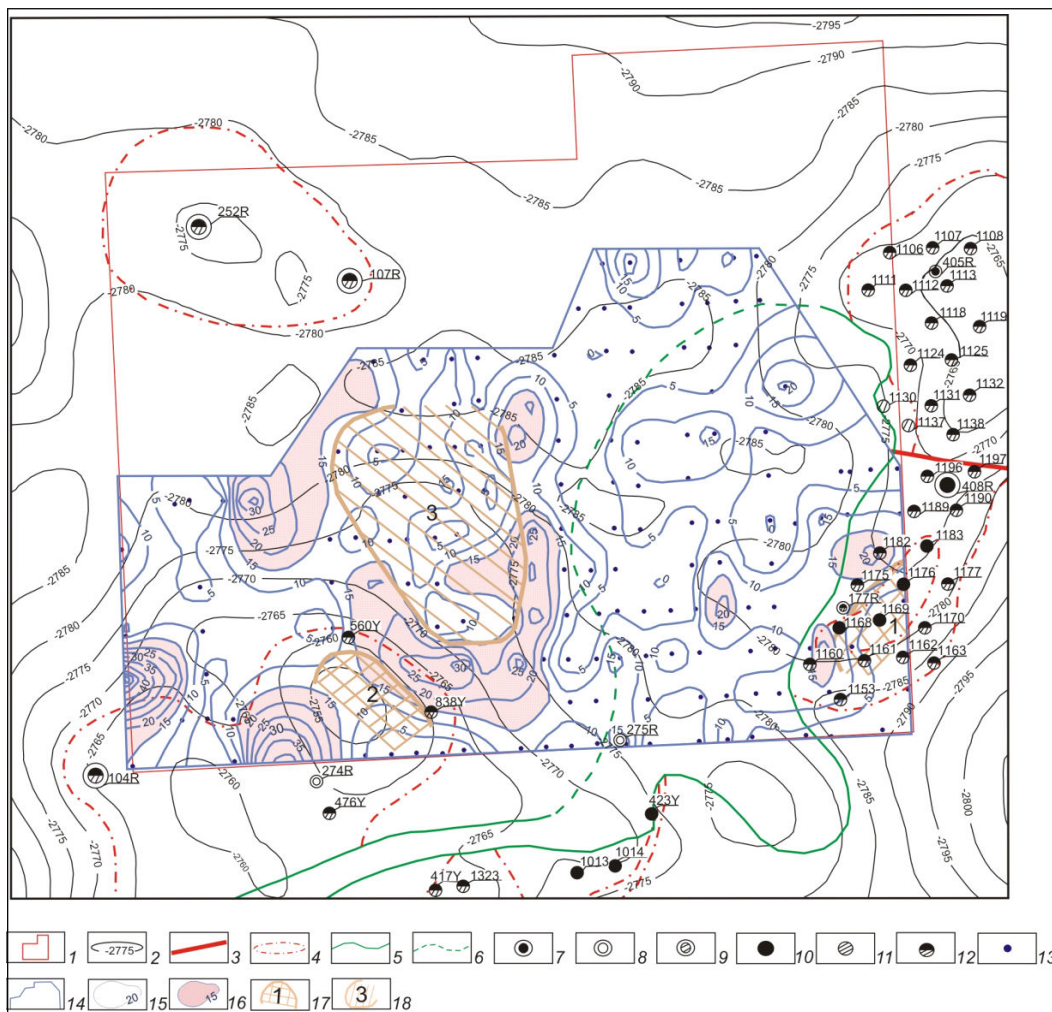


Рис. Схематическая карта прогноза перспектив нефтегазоносности Центрально-Кустового участка в Когалымском районе нефтедобычи [10]: 1 – границы участка; 2 – изогипсы по кровле пласта ЮС₁; 3 – предполагаемые тектонические нарушения; 4 – ВНК; 5 – линия установленного выклинивания пласта ЮС₁; 6 – линия предполагаемого выклинивания пласта ЮС₁; 7 – разведочная скважина, давшая приток нефти; 8 – разведочная скважина; 9 – разведочная скважина, давшая приток воды; 10 – эксплуатационная скважина, давшая приток нефти; 11 – эксплуатационная скважина, давшая приток воды; 12 – эксплуатационная скважина, давшая приток нефти с водой; 13 – точки геохимического опробования; 14 – контур площади геохимического опробования; 15 – изолинии концентраций соединений с нафталиновым ядром, мг/кг; 16 – аномальные зоны концентраций соединений с нафталиновым ядром, мг/кг; 17 – разбуренные перспективные участки, номер участка; 18 – неразбуренные перспективные участки, номер участка

зованием приемов аналитических методов Комиссии защиты природных ресурсов США: TNRCC Method 1005 «Определение общих нефтяных углеводородов в твердых и жидких матрицах методом газовой хроматографии» и TNRCC Method 1006 «Определение C₆–C₃₅ нефтяных углеводородов в объектах окружающей среды (алифатические и ароматические углеводороды)» [9].

Проведенное геохимическое опробование Восточно-Панлорской площади показало наличие «кольцевых» зон аномальных концентраций тяжелых УВ, соответствующих в латеральном плане выявленным сейсморазведкой локальным ловушкам юры и неокома. С учетом интенсивности аномалий, четкости аномальных зон и состава ароматических УВ исследователями выполнено ранжирование шести ловушек по степени перспективности, рекомендовано место заложения первоочередной поисково-разведочной скважины.

На Центрально-Кустовом участке в Когалымском районе нефтедобычи в результате исследований было выде-

лено три перспективных участка, два из которых подтверждены бурением (рис.). Для третьего – прогнозного участка предложен разрез возможной нефтяной залежи пласта ЮС₁¹.

Закключение

Подводя краткий итог состоянию изученности проблемы миграции углеводородных флюидов и проявлению миграции в приповерхностных горизонтах разреза, можно сделать следующие выводы:

- 1) важна принимаемая концепция генезиса углеводородов нефтеносных отложений и залежей нефти и газа как источников аномалий концентраций углеводородов в приповерхностных горизонтах разреза;
- 2) восходящие потоки мигрирующих углеводородов являются важнейшей формой переноса их в надпродуктивные отложения;
- 3) в районах активного развития разрывной тектоники преобладает фильтрационный массоперенос углеводородов, в платформенных условиях – диффузия УВ;

4) пространственно приповерхностные аномалии концентраций углеводородов образуют две группы: первая – отражает апикальную часть залежи, вторая – соответствует зоне ВНК;

5) новейшие исследования показывают, что наиболее устойчивые аномальные зоны концентраций в приповерхностных отложениях представлены тяжелыми ароматическими УВ.

Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2011 гг., мероприятие 1.2.2.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Андреева Н.Н., Борковский А.А., Верес С.П. и др. Перспективы применения прямых геохимических методов поисков залежей нефти и газа относительно небольших размеров в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2001. № 4. С. 53–57.
2. Арье А.Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах // Геология нефти и газа. 1996. № 7. С. 4–11.
3. Арье А.Г. Роль межфазовых взаимодействий в процессе вторичной миграции нефти и газа // Oil and gas geology. 1996. № 2. С. 9–13.
4. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: ИЦ «Академия», 2004. 415 с.
5. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Облеков Г.И. и др. Геохимические методы при обнаружении и локализации залежей углеводородных газов (УВГ) в надпродуктивных отложениях газоконденсатных месторождений полуострова Ямал // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 11. С. 17–22.
6. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
7. Вышемирский В.С., Даниленко С.В., Конторович А.Э. и др. Прямые геохимические методы поисков месторождений нефти и газа в условиях Западной Сибири // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск: СНИИГиМС, 1996. С. 108–110.
8. Дыхин С.В., Коробов Ю.И., Ларичев Н.И. Прогнозирование скоплений углеводородов на территории Катангской седловины по комплексу геолого-геохимических данных и результатам наземных газогеохимических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 7. С. 42–44.
9. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Романова Т.И., Бочкарева Н.М. Оценка продуктивности локальных ловушек по составу тяжелых углеводородов в приповерхностных отложениях центральной части Западно-Сибирской плиты // Геофизический журнал. 2006. Т. 28, № 6. С. 58–74.
10. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Ярков Д.М. Геохимическая оценка нефтегазоносности локальных ловушек // Геоинформатика. 2009. № 2. С. 54–61.
11. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.
12. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. № 2. С. 16–29.
13. Корюкин Г.Л. Оценка фазового состояния скоплений УВ при проведении геохимических поисков месторождений нефти и газа // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2006. С. 298–305.
14. Ларин В.И. Образование и интенсивность формирования залежей нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 3. С. 54–59.
15. Серебrenникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа. Томск: Изд-во ТПУ, 2004. 144 с.
16. Серебrenникова О. В. Теоретические основы поиска и разведки нефти и газа. Томск: Изд-во ТПУ, 2004. 140 с.
17. Соколов Б.А. Феноменальные особенности нефтегазовой геологии // Соросовский Образовательный Журнал. 1998. № 9. С. 66–72.
18. Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. СПб.: Недра, 1998. 576 с.
19. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. М.: Недра, 1986. 200 с.
20. Фомичев А.С. О некорректных методах критики осадочно-миграционной теории происхождения месторождений нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 10. С. 56–61.
21. Хаин В.И. Нефтегазоносность и тектоника // Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 5–7.
22. Чжан Иган, Чжао Лихуа Миграция углеводородов и классификация нефтяных систем // Геология нефти и газа. 1998. № 3. С. 36–41.
23. Шахновский И.М. Формирование залежей нефти и газа в нетрадиционных резервуарах // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 38–41.
24. Шахновский И.М. Некоторые итоги конференции «Генезис нефти и газа» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 2–3. С. 34–36.

A sketch of the traditional and modern conceptions of ascending migration of hydrocarbons in natural oil-and-gas systems mechanisms is given. Classical and the newest methods of petrosearch geochemistry are considered. It is drawn the conclusion concerning methodological bases of understanding of hydrocarbon fluids migration processes, and steady near- surface geochemical indicators of deposits.