

выполняют функции собирателя и аккумулятора тяжелых УВ при формировании нефтяных скоплений;

служат средой для растворения тяжелых УВ, в результате чего образуются газоконденсатные и газовые залежи с оторочками нефти;

создают и поддерживают запас упругой энергии нефтяных скоплений в залежах.

Некоторые общие выводы

1. Главная фаза нефтегенерации есть ничто иное, как интервал глубин погружения продуктивных пластов, где происходили процессы миграции и аккумуляции нефтяных углеводородов.

2. Газ и нефть при латеральной миграции в пластах-коллекторах перемещались вместе и порционно, при этом газ выполнял роль носителя нефтяных УВ.

3. На глубинах, где газ по PVT-условиям не мог находиться в газообразном состоянии, он концентрировался в коллекторе в капельно-жидкой

форме, всплывал и мигрировал по пластам в виде общей массы, растворяя при этом рассеянные нефтяные углеводороды.

4. Газоносная аккумуляция УВ в ловушках создавала нефтяные, газонефтяные, газоконденсатные и газовые залежи. Их разрушение и переформирование обязаны движению подземных вод (там, где оно имело место) и тектоническим подвижкам, приводящим к разгерметизации залежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тиссо Б., Вельте Д. *Образование и распространение нефти*. — М.: Мир, 1981.
 2. Дьяков Б. Ф. *Микронепфть — еще не нефть // Геология нефти и газа*. — 1988. — № 1.
 3. Иванников В. И. *Миграция и трансформация органического вещества в недрах // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 1999. — № 6.
 4. Рассел У. Л. *Основы нефтяной геологии*. — Л.: Госнефтеиздат, 1958.

УДК 553.9.06

ОСНОВНЫЕ ВЗГЛЯДЫ НА ФОРМИРОВАНИЕ И ЭВОЛЮЦИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И РОЛЬ В ЭТОМ ПРОЦЕССЕ ФЛЮИДОДИНАМИКИ

Л.М. Якушин

(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Рассматриваются основные взгляды в соответствии с органической и неорганической концепциями формирования и эволюции месторождений углеводородов (нефти, газа и газоконденсатов). Особое внимание уделено возможным механизмам формирования месторождений УВ с использованием неорганической концепции. В основе концепции лежит режим субвертикальной миграции флюидов, в составе которых имеются и углеводороды по зонам разломов из глубоких недр Земли. Приведены фактические данные о параметрах флюидных систем, распределении их в вертикальном разрезе, обуславливающих возможность восходящей миграции флюидов.

The basic views of organic and inorganic forming and evolution of hydrocarbon fields (oil, gas and gas condensates) are viewed. The emphasis was on the possible mechanism forming CH-fields with the inorganic concept based on subvertical migration of fluids across zones of breaks from the deep interior of Earth. It looked real data at the feature of fluid systems, their allocation in an upright section, which is brought about the feasibility of rising migration of fluids.

В работе В.Е. Хаина и Б.А. Соколова [1] констатируется, что, несмотря на значительные успехи в развитии теоретической нефтегазовой геологии за последние два десятилетия, причины резкой избирательности размещения месторождений нефти и газа в литосфере все еще не находят однозначного объяснения.

Если за основу эволюции взглядов на причины, объясняющие размещение скоплений нефти и газа, принять господствовавшую в то или иное время идею, то нетрудно видеть, что история этих взгля-

дов достаточно четко распадается на четыре этапа. При этом последний этап, названный «флюидодинамическим» или «современным», начинается с середины 1980-х гг. Его особенность заключается в признании эволюционных динамических факторов генерации углеводородов (УВ), установлении генетических связей между динамикой мощной осадконакопления и интенсивного прогрева, протекающего в условиях как растяжения, так и сжатия. Прогрев связан не

только с кондукционной передачей тепла, но, как становится все более очевидным, и с конвективным теплопереносом [1].

В дальнейшем анализе рассматриваемой проблемы основное внимание будет уделено условиям и характеру конвективного теплопереноса с потоками флюидов, их возможной роли в образовании и эволюции месторождений УВ. При этом в первую очередь необходимо определить, что будем понимать под термином «флюиды». Флюиды — это циркулирующие в земных недрах насыщенные га-

зами растворы, а также воды, жидкие углеводы и газы с различной степенью их насыщения друг в друге в определенных термобарических условиях.

Четыре этапа эволюции взглядов на основные факторы, обуславливающие неповсеместное размещение месторождений нефти и газа, формировались в основном исходя из органической, или биогенной, концепции происхождения в недрах Земли углеводородов и их скоплений в определенных местах, в так называемых ловушках. Однако существуют две основные концепции происхождения нефти и природного газа, которые противостоят друг другу более ста лет.

Представители одной из них — органики — считают, что углеводороды образовались в осадочном чехле земной коры в результате глубокого преобразования животных и растительных организмов, населявших древние моря и озера. Представители другой — неорганики — доказывают, что углеводороды и, прежде всего, газ образовались в мантии Земли неорганическим путем. Первая концепция называется «органической», или «биогенной», вторая — «неорганической», или «абиогенной» [2].

От правильного выбора концепции происхождения природного газа и нефти зависит ответ на вопрос, где и как они образовались и образуются в настоящее время, в каких местах земной коры расположены их крупные залежи, где их надо искать и как наиболее целесообразно организовать их поиски, разведку и последующую разработку.

В статье И.М. Шахновского [3] указывается, что важнейшие положения органической концепции нефтегазообразования остаются априорными. Так, хорошо известно, что при искусственном воздействии на образцы горных пород (даже перенасыщенных рассеянным органическим веществом) любыми температурами и давлениями никаких макро- и микрочастиц нефти и газа не получается.

Не менее априорными являются и представления о возможных процессах первичной и вторичной миграции. К настоящему времени в мире пробурены сотни тысяч скважин, вскрывших предполагаемые нефтематеринские породы в самых разнообразных термобарических условиях, в том числе и в гипотетических зонах, соответствующих главным фазам нефтегазообразования. Однако в керне этих скважин за пределами нефтяных залежей нигде не обнаружены частицы капельно-жидкой нефти, которые могли бы подтвердить саму возможность ее генерации из рассеянного органического вещества (РОВ). Не установлено также и каких-либо следов миграции нефти и газа в направлении от предполагаемых генерационных бассейнов к залежам.

И.М. Шахновский делает, в частности, вывод о том, что только при вертикальной миграции флюидов формирование как самих месторождений, так и окаймляющих их пресных и опресненных вод связано с восходящим потоком парогазовых смесей, движущихся по зонам глубинных разломов.

Последовательными представителями концепции абиогенного происхождения углеводородов в России были Д.И. Менделеев, разработавший минеральную (карбидную) гипотезу происхождения нефти, и ряд других исследователей.

В 1950 г. Н.А. Кудрявцев выдвинул магматическую гипотезу образования углеводородов. Основным законом в этой гипотезе является закон распространения нефти в нефтяных районах, известный в мире как вертикальный миграционный закон Кудрявцева. Им установлено [4], что во всех нефтеносных районах начиная с какого-либо стратиграфического уровня нефть имеется во всех нижележащих горизонтах независимо от состава и условий образования пород. Это тяготение нефти к низам осадочной толщи и к фундаменту свидетельствует о том, что она пришла в эти породы снизу.

Вторым важным выводом учения Н.А. Кудрявцева является установление генетической связи нефтеносности с глубинными разломами, которые формируют ловушки для нефти и газа и служат проводящими путями для глубинных потоков углеводородных флюидов из верхней мантии. На основе этой связи поиски нефтяных месторождений следует вести в зонах разломов и оперяющих их дислокаций.

Третьим выводом является пульсационный периодический характер процессов геодинамики и дегазации глубинных недр Земли.

В работе В.И. Кропоткина и Ю.И. Пиковского [5] указывается, что происхождение нефти и газа — это крупнейшая мировоззренческая проблема, решение которой имеет большое значение не только для поисков и освоения топливно-энергетических ресурсов, но и для изучения вопросов эволюции органических соединений, а также происхождения жизни на Земле. Неорганическая концепция независимо от различных ее вариантов исходит из того, что месторождения нефти и газа образуются в результате субвертикальной миграции углеводородов снизу вверх по проницаемым каналам в зонах глубинных разломов в процессе дегазации Земли.

При объяснении причин дегазации Земли обычно исходят из представлений о наличии остаточных явлений от этапа горячей Земли, что, по-видимому, является слабым местом в обосновании абиогенного происхождения углеводородов. В связи с этим представляет несомненный интерес более детальный анализ факторов, обуславливающих возможность и характер миграции флюидов в субвертикальном направлении, а также распространение по площади возможных мест такой миграции.

В соответствии с важным выводом Н.А. Кудрявцева о генетической связи нефтеносности (и залежей других УВ) с зонами глубинных разломов рассмотрим, прежде всего, данные об условиях их распространения по площади, а также более общую проблему дискретных свойств геофизической среды.

Попытаемся дать краткое качественное описание блочно-иерархической модели горной породы, которая в соответствии с работой [6] представляет

собой сложную систему, состоящую из блоков горной породы, имеющих различные размеры, и подчиняющихся иерархической последовательности. Система эта открыта, так же как и составляющие ее элементы, для энергообмена с окружающей средой.

Блоки горной породы в системе отделены друг от друга прослойками, построенными, подобно всей системе, из блоков различных размеров (крупные блоки разделены широкими прослойками, мелкие — более узкими прослойками). Очевидно, что размеры прослоек должны быть связаны с размерами блоков. Есть основание полагать, что их толщина также образует иерархическую последовательность: для наиболее крупных блоков, подобных гео- и мегаблокам, ширина прослоек измеряется десятками километров. В свою очередь на другом конце иерархической последовательности малые зерна горной породы разделяются прослойками шириной в доли миллиметра. Отдельные блоки, окруженные прослойками, могут быть различно энергонасыщены: теплом, движением и энергией физико-химических связей [6].

В работе [6] не приводятся источники поступления в систему энергии извне (прежде всего, в прослойки между блоками), поэтому представляет несомненный интерес попытка проанализировать роль в этом процессе флюидодинамики, связанной также с нефтегазоносностью недр. Так как показателем (условием) конвективного переноса флюидов может служить градиент приведенного давления вдоль потока, исследование распределения этого параметра в нем — первичная задача для последующего флюидодинамического анализа.

В работе А.Е. Гуревича и др. [7] имеется указанная информация по многим нефтегазоносным районам России и стран СНГ. Так, в северной части Западной Сибири (месте расположения основных газовых месторождений) с точки зрения вертикальной гидродинамической зональности в осадочном чехле можно выделить два крупных этажа, разграниченных юрско-валанжинской глинистой крышкой. Для большинства структур указанной территории характерно наличие в нижнем этаже повышенных давлений и аномально высокого пластового давления (АВПД).

Для Уренгойского месторождения газа общий вид кривой распределения давления показывает, что до глубины 3200 м и от 3500 м и ниже темп роста пластовых давлений практически соответствует гидростатическому; градиенты давления составляют 0,01...0,0102 МПа/м в верхнем этаже и 0,104...0,108 МПа/м в нижнем. Гидродинамически неравновесной является переходная зона, расположенная на глубинах 3200...3500 м. Здесь градиенты пластовых давлений достигают 0,09 МПа/м. Стратиграфически эта зона охватывает толщину от надачимовских глин до самых низов неокомского комплекса. Такие перепады давлений связаны с наличием АВПД начиная с глубин 3400...3500 м. Наибольший коэффициент аномальности ($K_{ан} = 1,6...1,8$) фиксируется в верхней части

нижнего этажа, где $P = 64$ МПа, ниже по разрезу он уменьшается до 1,5 в тюменской свите.

Выше переходной зоны в интервале 2500...3500 м располагаются продуктивные горизонты неокома с залежами газоконденсатов и градиентом давления по вертикали несколько выше гидростатического. Начиная с глубины около 1200 м и выше залегает сеноманская газовая залежь с мощностью продуктивной толщи до 200 м. В сеноманской залежи и подстилающих ее пластовых водах давление несколько ниже гидростатического.

Разница в форме кривой распределения давлений по глубине на других месторождениях рассматриваемой территории определяется толщиной и стратиграфическим положением переходной зоны. Аналогичная картина отмечается практически во всех нефтегазовых провинциях СССР [7].

Указанное выше распределение давления свидетельствует о возможной субвертикальной миграции флюидов снизу в верх (в основном по зонам разломов). Об этом говорят многие данные — это и высокая степень заполнения ловушек газом или газоконденсатом, и сходство изотопного состава газов по разрезу и др.

О режиме восходящего потока газа, пронизывающего всю толщину пород до поверхности Земли, в какой-то мере можно судить на основе экспериментальных исследований изменения во времени концентрации метана в пробах газов, отобранных из скважин на Демидовском полигоне, расположенном в Волгоградской области на площади Ново-Никольского нефтяного месторождения и за его пределами. Исследования здесь проводятся с 1987 г. по настоящее время на наблюдательных скважинах глубиной 300...500 м. Одновременно здесь проводились наблюдения за вариациями силы тяжести, что придает этой работе особый интерес [8].

Комплексные гравиметрические и газометрические исследования выполнялись А.А. Акимовой и А.И. Волгиной с целью изучения современных геодинамических процессов в нефтегазоносных областях и направлены на совершенствование методики локального прогноза залежей нефти и газа. На основе многолетних наблюдений делается вывод о неустойчивости во времени интенсивности потока метана и гравитационного поля. На исследуемой площади установлена как прямая, так и обратная связь между изучаемыми параметрами. Предполагается, что на величину потока метана оказывают влияние космические факторы, а также геодинамические процессы, протекающие в недрах Земли.

По оценкам Г.И. Войтова, за год к поверхности Земли суммарно выносится 10^{12} м³ глубинных углеводородов (главным образом метана), а по оценкам М.Б. Валяева, эта величина, как минимум, равна 10^{10} м³, в рифтовых же зонах системы срединно-океанических хребтов в воду Мирового океана поступает, по оценкам Дж. Уэллхема, 160 млн м³ метана в год [2].

Режимные наблюдения за параметрами флюидных систем осадочного разреза, в том числе и залежей УВ, показали нестабильность этих систем во времени, а геохимические особенности флюидов свидетельствуют о том, что формирование многих залежей происходит и в настоящее время. Так, зоны наиболее крупных геотермических аномалий связаны с узлами пересечения линейментов (разломов) различных простираний и кольцевыми структурами. Водно-гелиевая съемка по естественным водоисточникам выявила ряд гелиевых аномалий в крупных очагах разгрузки, которые "трассируют" крупные разломы [9].

Большой интерес для рассматриваемых проблем представляют исследования гидрогеологического режима глубоководных подземных вод, выполненные в Ашхабадской сейсмической зоне Передового Копетдагского разлома [10]. Наблюдения проводили в период 1974—1991 гг. в четырех скважинах глубиной 2600 м, вскрывших верхнеюрские отложения и расположенных вдоль 37-км участка осевой части разлома. Он представляет собой линейно-вытянутую с юго-востока на северо-запад зону разрывных нарушений шириной около 20 км и имеет глубину заложения, превышающую толщину земной коры.

Амплитуда многолетнего колебания уровня воды (от максимального до минимального) по различным скважинам составила от 3 до 23 м, а в периоды примерно двухлетних колебаний она обычно не превышала 1...3 м, но иногда достигала 15 м. Указанный режим колебания уровня подземных вод совершенно не характерен для глубоководных вод, относящихся к зоне застойного режима. В изменениях уровня вод четко выражена волновая картина — в соответствии с удалением скважин вдоль разлома увеличивается их фазовое запаздывание. Оценка скорости распространения волн вдоль разлома с юго-востока на северо-запад дала величину 61 ± 3 км/год.

По мнению автора, есть достаточно оснований полагать, что в основе деформационных и сейсмических процессов в земной коре может лежать режим миграции флюидов из мантии Земли вверх. Один из возможных механизмов указанного процесса изложен в специальной работе [11], а также в работе И.М. Шахновского [3].

Исходя из рассмотренных позиций колебания уровня глубоководных подземных вод [10] могут быть интерпретированы следующим образом. Подъем уровня вод связан с внедрением флюидов из мантии Земли, а его последующий спад обусловлен растеканием флюидов от очага возмущения в окружающее пространство. Резкий же спад может быть результатом гидравлического разрушения пород, в том числе с образованием новых открытых трещин в гипоцентре землетрясения и выше по разрезу, заполнение которых водой и создает эффект падения уровня.

Связь флюидодинамики с формированием залежей углеводородов отмечается в работе [12]. "При

любых взглядах на процессы генерации и аккумуляции углеводородов есть общее согласие в одном — залежи нефти, газа, конденсата и битумов (может быть за единичными исключениями) вторичны. Вторичность залежей сопровождается и проявляется в аномальности флюидов и многих литологических и геохимических особенностей вмещающих залежи пород по отношению к ее окружению — фону. Эта аномальность связана с внедрением УВ из нижележащих горизонтов. С ростом глубины нахождения скоплений УВ аномальность по отношению к фону не уменьшается, а возрастает. Новое понимание процессов формирования залежей нефти и газа, в особенности на глубинах более 3...5 км, требует и новых терминов. Наиболее емким определением такого вторичного резервуара, заполненного чуждыми фону вторичными флюидами, может быть термин "флюидизированный очаг" по аналогии с вулканическим, магматическим или сейсмическим очагом".

Такой характер протекания процессов позволяет увязать в единый процесс не только формирование залежей УВ, но и положительных структур (ловушек), в которых они залегают, а также ряд других явлений.

В зависимости от объема и интенсивности поступления флюида в очаг землетрясения процесс «вспарывания» толщ осадочного чехла распространяется от очага на различную высоту. Если высвобождающейся энергии хватает для распространения фронта трещиноватости и потока флюидов только до определенной глубины от поверхности Земли, то рассеивающая около этой границы энергия расходуется на растягивающие усилия и образование сводовых структур. Этот процесс протекает более интенсивно, если вышележащая толща представлена пластичными породами (глинами, солями).

Наличие в процессе землетрясения гидравлических ударов на сравнительно небольшой глубине может обуславливать здесь синтез газоконденсатов и нефти из метана, воды и ряда других компонентов (при участии в этом процессе и катализаторов) с последующим образованием в определенных условиях (наличие ловушек и др.) залежей углеводородов.

На примере залежей газа и газоконденсата Ямбургского месторождения попытаемся рассмотреть проявления флюидодинамических процессов до начала его разработки. Так, здесь в рельефе ГВК выделялись четыре куполовидные структуры: две наиболее высокие приурочены к сводовой части залежи, а две — к западному и восточному крыльям антиклинальной структуры. Первые из них имеют максимальную протяженность 3,5...5,0 км, а две другие — 12...25 км при высоте от 3...7 до 10 м и более.

Таким образом, нет общего уклона поверхности ГВК в какую-либо сторону, а есть лишь общие уклоны от наиболее высоких отметок ГВК на куполовидных поднятиях к периферии залежи. Такая картина рельефа поверхности ГВК соответствует структуре растекания пластовых вод от поднятий к границам залежи.

Аналогичная картина отмечалась на территории Уренгойского месторождения, где в сеноманской залежи перепад отметок ГВК находился в пределах 2...6 м. В связи с этим можно предположить, что такой рельеф поверхности ГВК отражает наличие восходящих потоков флюидов в период, предшествующий началу разработки. Куполовидные же участки поверхности ГВК и залежь в целом, по всей видимости, могут быть представлены как иерархически построенные "флюидизированные очаги" [12]. Таким образом, рассмотренные факты являются хорошей иллюстрацией теоретических взглядов на механизм формирования залежей углеводородов с решающей ролью в этом процессе флюидодинамики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Флюидодинамический анализ — новый этап развития учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1989.
 2. Коротаев Ю.П., Войтов Г.И., Никольский В.Н. Научный взрыв природного газа // Эпоха метана не миф, а реальность. — М.: ВИНТИ, 1996. — Кн. 2.
 3. Шахновский И.М. Альтернативные концепции нефтегазообразования и современное состояние исследований по органической геохимии в нефтяной геологии // Геология,

геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 10.
 4. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. — Л.: Недра, 1973.
 5. Кропоткин В.И., Пиковский Ю.И. О критике концепции неорганического происхождения нефти // Изв. АН СССР. Сер. геол. — 1989. — № 2.
 6. Садовский М.А. О значении и смысле дискретности в геофизике // Дискретные свойства геофизической среды. — М.: Наука, 1988.
 7. Гуревич А.Е., Крайчик М.С., Батыгина Н.Б. Давление пластовых флюидов. — Л.: Недра, 1987.
 8. Акимова А.А., Волгина А.И. Вариации силы тяжести и концентрации газа на Демидовском полигоне // Физика Земли. — 1992. — № 2.
 9. Сидоров В.А. Особенности проявления современной флюидодинамики в нефтегазоносных бассейнах различного типа // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1989.
 10. Аширов Г.А., Беликов В.М., Ижанкулиев Г.А. Некоторые результаты анализа режима глубоких подземных вод в Ашхабадской сейсмоактивной зоне // Изв. АН ТССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук. — 1982. — № 2.
 11. Якушин Л.М. Проблема энергетических источников геодинамических процессов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 12.
 12. Дмитриевский А.И., Валяев Б.М., Володин И.А. Геодинамические аспекты генезиса нефти и газа. // Проблемы происхождения нефти и газа. — М.: Наука, 1994.

УДК 55:001:1 (574.1)

МЕТОДИКА СИСТЕМНОГО ПОДХОДА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ К СОСТАВЛЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО ОБЪЕКТА

Л.П. Мстиславская
 (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Детальное изучение строения любого геологического объекта, содержащего полезное ископаемое, в том числе нефть и газ, необходимо для правильной и экономически целесообразной разведки и разработки этого объекта.

Приведен план составления геологической модели на примере нефтяных объектов Прикаспия. В таблице рассмотрена система сбора материалов и система их изучения по этапам I—IV.
 Plan of geological model construction based on Prikaspien oil objects examples have been adducted. Materials accumulation system and materials stage I—IV searching system have been examined in the tables.

Однако увеличение числа разведочных скважин в условиях неоднородных продуктивных толщ в целях детального их изучения зачастую приводит к большим затратам и снижает рентабельность освоения месторождений.

В связи с этим в последние годы широко проводят переинтерпретацию геолого-геофизических материалов на основе системного подхода, внедрение сейсмических исследований в работу производственных и научных организаций и моделирование объектов и процессов, что значительно сокращает расходы на бурение новых скважин.

Составление геологической модели местоскопления нефти и газа позволяет избежать бурения лишних дорогостоящих скважин; уточнять разведанные запасы УВ; давать научно-обоснованные рекомендации по системе

размещения разведочных скважин исходя из дифференциации запасов углеводородов по площади, а так же и рекомендации по составлению проекта разработки продуктивной толщ.

Существуют различные определения понятия "модель". По У. Крамбейну и др. [1], — модель может быть утверждением или диаграммой, позволяющими наглядно представить наблюдаемые геологические факты или выявить зависимости между изучаемыми явлениями. Формально модель можно рассматривать как схему, отражающую структуру