

ПРИНЦИПЫ КОНДЕНСАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

О.Ю. Баталин, Н.Г. Вафина
ИПНГ РАН, e-mail: oleg_batalin@mail.ru

Введение

В геологии нефти и газа, казалось бы, хорошо изучены все особенности образования месторождений [1, 2]. Однако до сих пор не решена проблема первичной миграции, то есть не определен принципиальный механизм выхода нефти из материнских пород. Хотя по молекулярным меткам и другими косвенными методами прослеживают вероятный путь миграции углеводородов [3–5], форма миграции, как таковая, и этапы формирования месторождений остаются малопонятными. На все эти вопросы отвечает развиваемая авторами конденсационная модель формирования месторождений [6, 7]. Рассмотрение основывается на анализе естественной последовательности явлений, происходящих в процессе погружения пород с органическим веществом. Показано, что единственным реально осуществимым механизмом первичной миграции может быть перенос нефтяных углеводородов газами высокого давления. Газовый поток зарождается на большой глубине. Далее при миграции наверх газы захватывают нефтяные компоненты из нефтематеринских пород, растворяя их в себе. Восходящая миграция сопровождается фазовыми превращениями. Нефть, как жидкость, образуется в момент конденсации нефтяных углеводородов из потока. Представляется, что конденсационный механизм ответственен за образование основных запасов нефти осадочных бассейнов. Далее приводятся основные положения конденсационной модели образования залежей нефти и газа, являющиеся итогом работы авторов в последние годы.

1. Генерация углеводородных флюидов

В работе [8] Н.Б. Вассоевич, назвав «микронефтью» рассеянные жидкие углеводороды, обнаруживаемые в породах с глубины 1.2–1.5 км, внес определенность в довольно абстрактное положение органической теории, объявив эти глубины началом главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Предполагалось, что капли «микронефти», постепенно сливаются, создают поток, который в некоторый момент захватывается ловушкой, что в итоге приводит к образованию залежей [9, 10]. По содержанию битумоидов в породе и распределению месторождений по глубине была построена кривая интенсивности нефтеобразования. Обработка лабораторных экспериментов по крекингу

керогена с использованием уравнения Аррениуса усовершенствовала модель образования углеводородных флюидов [11]. Были разработаны методы бассейнового моделирования, объединяющие термическую историю погружения пород с расчетами превращения органического вещества в «нефть» и газ [1, 12]. С увеличением глубины образуются следующие углеводородные флюиды: нефтяные углеводороды, газ первичной деструкции, газ вторичной деструкции (рис. 1). Газ вторичной деструкции образуется не из керогена непосредственно, а из нефтяных углеводородов, образовавшихся ранее. Границы нефтеобразования зависят от температуры и скорости погружения осадков. Медленное погружение (от 10 до 40 м/млн лет) связывается с осадконакоплением, наблюдаемым на платформах, быстрое погружение (от 200 до 1500 м/млн лет) происходит при рифтообразовании. При медленном погружении нефтеобразование начинается с температуры 80–90 °С, при быстром – с температуры 100–110 °С. Для средних широт медленному погружению соответствуют глубины от 2.5 до 4 км – начало нефтеобразования, от 4 до 7 км – конец нефтеобразования. Для районов жаркого климата генерации нефтяных компонентов начинается с 2.2–3.2 км, заканчивается на 3.5–6 км.

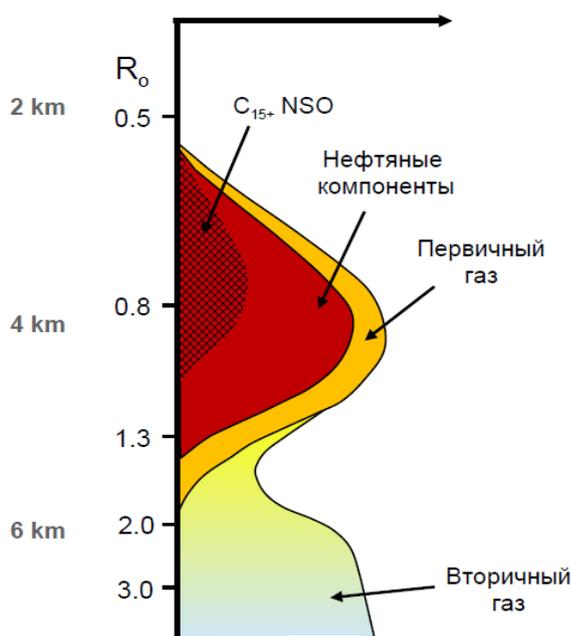


Рис. 1. Изменение с глубиной состава углеводородных флюидов, получаемых из керогена

При этом надо понимать, что ГЗН не есть зона образования реальной нефти. В процессе термического преобразования керогена с глубины 2–3 км до глубины 4 км в продуктах деструкции [13] содержится большое количество асфальтенов и смол (C_{15+}

NSO), см. рис. 1. Только потом из них образуются УВ, более близкие к составу нефти. С увеличением глубины продукты деструкции эволюционируют в сторону уменьшения молекулярной массы. Так, с 4–5 км доля насыщенных и ароматических компонентов C_{15+} постепенно уменьшается. На глубине около 5 км резко изменяется режим генерации УВ флюидов. Здесь, в основном, заканчивается генерация углеводородов нефтяного типа, начинается быстрое образование газов вторичной деструкции (см. рис. 1).

2. Классическая схема образования залежей нефти и газа

Общепринятая схема образования месторождений нефти и газа представляется следующим образом. При погружении происходит уплотнение пород, уменьшается пористость. Вода, находящаяся в породах с начала погружения, и образовавшиеся углеводородные флюиды выдавливаются из вмещающих пород [14]. Углеводороды выходят из материнских пород в хорошо проницаемые породы (коллектор), далее перемещаются под флюидоупором латерально – вверх (вторичная миграция). Считается, что с самого начала нефть и газ мигрируют отдельно, обособленно друг от друга. Углеводородные флюиды задерживаются ловушками на небольшом расстоянии по глубине от места образования. В результате, с увеличением глубины в соответствии с типом генерируемых флюидов (см. рис. 1) последовательно образуются нефтяные, газоконденсатные, газовые месторождения. Возникает известная вертикальная зональность типов углеводородных залежей (рис. 2). Она выполняется не строго, как известно, имеются чисто нефтяные, чисто газовые, либо смешанные бассейны.

Вопросы миграции и аккумуляции нефти являются самыми сложными (см. сайт Американской ассоциации нефтяных геологов <http://wiki.aapg.org/Migration>). Классическая теория не дает ясного объяснения, как происходит выход нефтяных углеводородов из нефтематеринских пород. Не понятна роль различных форм дальнейшей миграции до ловушки, где происходит аккумуляция нефти. Не разработан вопрос об этапах формирования залежей.

Первичная миграция. Наиболее труден вопрос об условиях выхода нефтяных углеводородов из нефтематеринских пород. На глубинах до 4 км из керогена образуются углеводороды, в большой степени обогащенные асфальтенами и смолами (C_{15+} NSO), см. рис. 1 и 2. Тяжелая асфальто-смолистая жидкость не способна к миграции из-за высокой вязкости и сильной адгезии с поверхностью породы. Непонятно, каким образом эта жидкость становится идентичной нефти из месторождений, в которой содержание

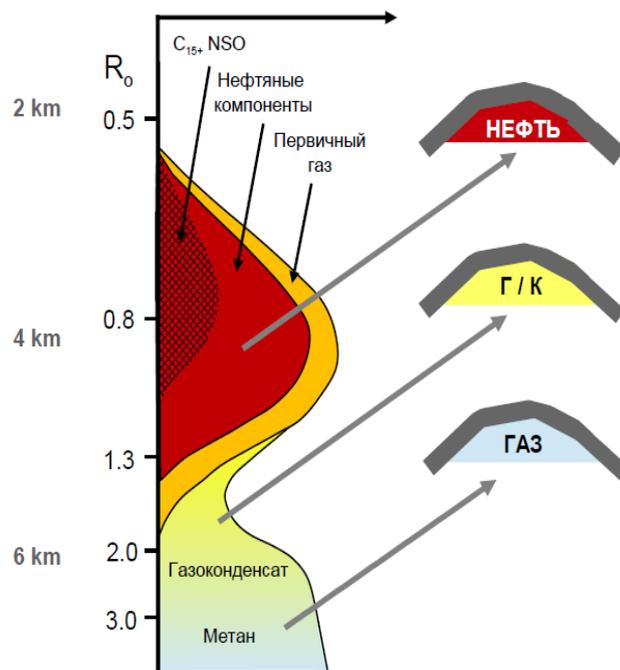


Рис. 2. Стандартная схема образования месторождений

асфальтенов и смол много меньше, чем в продуктах деструкции керогена. На глубине более 4 км, где доля асфальтенов и смол уменьшается, миграции препятствует крайне низкая проницаемость пород. В низкопроницаемых породах капиллярные силы очень большие, нет сил, способных выдавить «микронефть» в поровое пространство, заполненное водой. На роль таких сил могло бы претендовать давление, возникающее в результате запаздывания выхода воды из нефтематеринских пород. Вода не успевает выйти из низкопроницаемых пород в коллектор, что создает в нефтематеринских породах избыточное давление по отношению к давлению в водной системе коллектора. Однако такие силы могут быть значительными только в случае материнских пород большой толщины [14]. Хотя данный механизм первичной миграции полностью исключить нельзя, надо иметь в виду, что из нефтематеринских пород сначала будет выходить вода, фазовая проницаемость которой больше. Нефтяные углеводороды могут начать движение лишь на последних этапах процесса уплотнения пород.

Из-за различия состава продуктов деструкции керогена и нефти залежей можно предположить, что имеется некий механизм экстракции, в результате которого из флюидов нефтематеринских пород преимущественно извлекаются наиболее легкие компоненты. Преимущественная экстракция более легких углеводородов может быть связана с диффузией [15], либо с избирательным растворением компонентов нефти в

газовой фазе [16]. Реализация диффузионного варианта затруднительна из-за необходимого допущения, что диффузия из нефтематеринских пород в коллектор происходит внутри керогеновой матрицы. Для этого керогеновая матрица должна образовывать связанную систему внутри нефтематеринской породы, что нереально из-за малой концентрации керогена в породе. Более обоснованным вариантом выглядит извлечение легких углеводородных компонентов из пород газами высокого давления.

Вторичная миграция. Не понятна форма переноса углеводородов от нефтематеринских пород до залежи [2]. Здесь кроме общего положения, что миграция происходит в виде обособленной углеводородной фазы, нет понимания других деталей процесса. Изначально рассматривалось большое число возможных способов миграции [9, 10], которые постепенно свелись к двум: миграции в водорастворенном состоянии и в форме свободной углеводородной фазы. Затем, из-за того, что жидкие углеводороды, характерные для нефти, в воде практически не растворяются, был сделан вывод, что углеводороды мигрируют отдельно от воды [17]. При этом не выяснена конкретная форма миграции, в частности, в каком фазовом состоянии она происходит. Как известно, с определенной вероятностью пути миграции определяют по косвенным признакам (молекулярные маркеры/индексы, нефтесодержащие флюидные включения или комплекс подобного рода индикаторов) [5, 18], которые, однако, не раскрывают природу миграционных процессов.

С момента обнаружения рассеянных битумоидов, родственных нефти [9, 19, 20], на глубинах «нефтяного окна» было сделано ключевое допущение, что именно на этих глубинах «микронефть» каким-то образом выходит из материнской породы и мигрирует до залежи. С одной стороны, получается, что «микронефть» генерируется на глубине «нефтяного окна», так как нефтяные залежи находят в этом же интервале. С другой стороны, предполагают, что углеводороды мигрируют как отдельная фаза, однако, в какой момент отдельная фаза образуется из «микронефти» – не объясняется. В программах бассейнового моделирования предложены критерии, при каких условиях образовавшиеся в материнских породах нефтяные УВ становятся подвижны. Обычно исходят из некоторого порога «насыщенности» порового пространства нефтью. Как известно, до 10–20% заполнения поровой среды флюидная фаза не может двигаться. Однако, это необходимое, но не достаточное условие. Нужны силы, обеспечивающие миграцию.

Вывод. В нефтяной геологии остается проблема объяснения первичной миграции. Непонятно, каким образом нефтяные углеводороды, генерируемые при погружении рассеянных органических осадков, выталкиваются из нефтематеринских пород. На умеренных глубинах это совсем не нефть, а тяжелая асфальто-смолистая жидкость, миграция которой невозможна. На больших глубинах породы практически непроницаемы. Не понятна также форма последующего транспорта нефти. Из принципиальных соображений известно, что вторичная миграция происходит в форме обособленной углеводородной фазы. Полагают, что из материнских пород нефть выходит как отдельная от воды фаза, но до сих пор не удалось обосновать справедливость данного допущения. Как представляется авторам, надо отказаться от предположения, что «нефть» выходит из материнских пород и мигрирует далее как жидкая фаза. Нужно рассматривать возможность иных вариантов миграции.

3. Генерация углеводородных газов, образование АВПД

При увеличении глубины давление сначала соответствует гидростатическому, но с некоторой отметки начинает расти быстрее. Такое наблюдается обычно с глубины 3–3.5 км. Коэффициент аномальности (K_p) увеличивается до 1.3–1.5, но может достигать и больших значений. Причинами превышения порового давления над гидростатическим интересовались давно. Высказывалось много разных гипотез [21]. Сейчас основными считают «неравновесное выдавливание» воды из плохо проницаемых пород, а также образование УВ-флюидов при деструкции органического вещества.

Рассмотрим случай увеличения давления из-за генерации УВ флюидов. С ростом глубины сначала образуются жидкие углеводороды, из которых при дальнейшем погружении генерируются углеводородные газы. Углеводородные флюиды обладают меньшей плотностью по сравнению с керогеном, поэтому они должны были бы занимать больший объем. Однако флюидам увеличить объем не просто из-за того, что породы, в которых они размещаются, находятся под весом большого столба вышележащих слоев. В результате, образование флюидов ведет к существенному превышению внутрипорового давления над гидростатическим.

Расчеты увеличения порового давления из-за генерации углеводородных флюидов выполнялись в работах [22–25]. Сложность заключается в том, что из-за высокого порового давления флюиды будут мигрировать вонне с места, где они образовались. Оценка миграционных потерь затруднительна. Вычисления в основном проводились в

предположении, что такая миграция отсутствует (вполне разумно, учитывая крайне низкую проницаемость материнских пород на большой глубине). Было показано, что на этапе преобразования керогена в «нефть» увеличения давления не достаточно для образования микротрещиноватости [26, 27]. Но при вторичном крекинге (при преобразовании «нефти» в газ) давление быстро растет, достигая литостатического [22].

Выполнялись расчеты порового давления, возникающего при вторичной деструкции. Моделировались следующие процессы: 1) генерация нефтяных и газовых компонентов (первичная и вторичная деструкции), 2) повышение порового давления за счет образования большого количества газов в ограниченном поровом пространстве, 3) появление микротрещиноватости при достижении давления 0.8 от литостатического. Используется система уравнений Аррениуса, а также уравнение состояния Пенга-Робинсона, описывающее фазовое состояние и свойства углеводородных флюидов. В качестве базовых составов «нефти» и «газа» были выбраны их представительные композиции по данным о месторождениях Западной Сибири.

Уравнение для порового давления выведено из рассмотрения закрытой микропоры, в которой изначально находилась нефть (рис. 3). Предполагается, что объем микропоры изменяется в зависимости от эффективного давления и плотности находящегося в ней флюида. Итоговое уравнение получено путем согласования литостатической нагрузки и давления, возникающего при термическом преобразовании некоторой части нефти в газ. Учитывалось, что «микронефть» переходит в газ и графит в соотношении 55:45 соответственно, при этом графит занимает 17.5% от исходного объема «микронефти». Показано, что на протяжении рассматриваемого процесса газ полностью растворяется в «микронефти». На большой глубине это флюид, находящийся в однофазном (сверхкритическом) состоянии.

Расчеты проводились для скорости опускания пород, характерной для Западной Сибири в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассматривались варианты, когда сжимаемость порового пространства пород во внимание не принималась, а также когда она учитывалась (см. рис. 4). На глубине до 4.5 км увеличение давления связывалось с эффектом неравновесного выдавливания воды из нефтематеринских пород (использовались упрощенные оценки). Быстрый рост давления, наблюдаемый после 5 км, обусловлен генерацией углеводородных газов. Как можно видеть, давление трещинообразования достигается на глубине около 6 км.

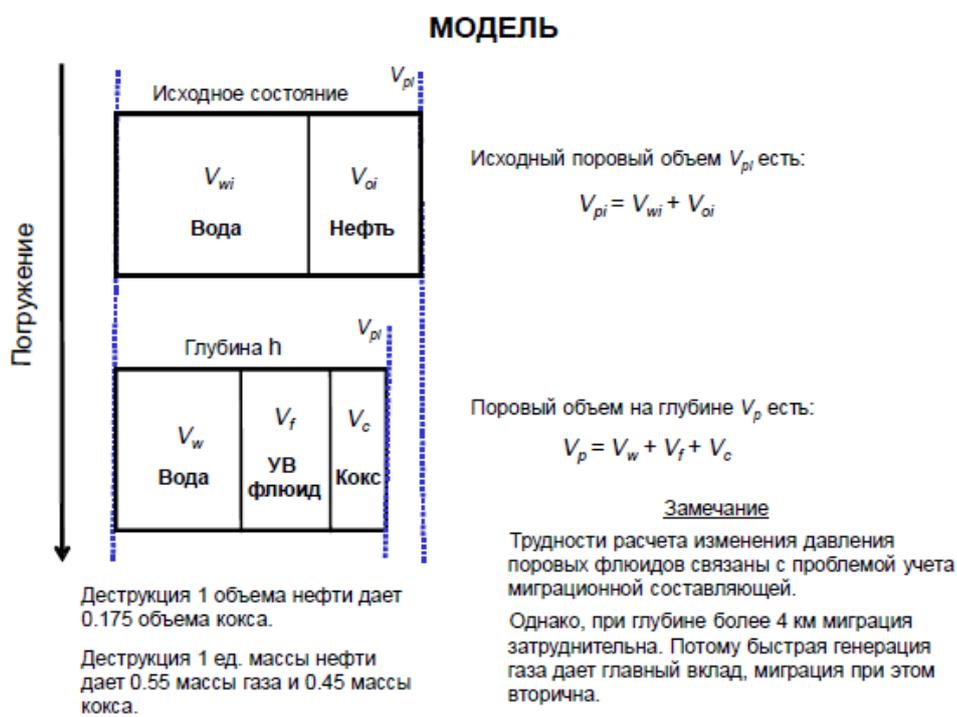


Рис. 3. Модель изменения внутрипорового давления в процессе преобразования нефть → газ

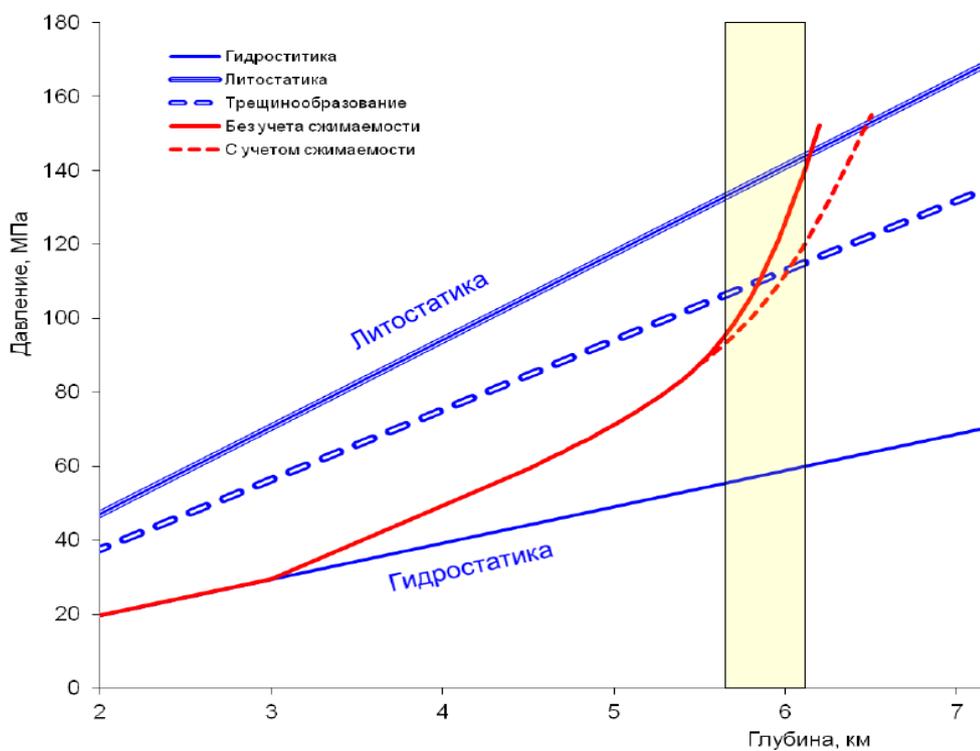


Рис. 4. Результаты расчета изменения порового давления с глубиной за счет образования газов вторичной деструкции для района Уренгоя

Нефтяные углеводороды, генерированные на первом этапе деструкции керогена, как отмечалось, не могут мигрировать из-за высокого содержания асфальто-смолистых веществ. На большей глубине, в зоне образования газовых углеводородов, низкая проницаемость препятствует миграции. Однако генерация большого объема газов ведет к увеличению давления, образованию в некоторый момент микротрещиноватости пород. С образованием трещин возникает принципиально иная ситуация: высокое поровое давление и проницаемость по трещинам создают возможность выхода углеводородных флюидов из нефтематеринских пород.

Вывод. В зоне нефтеобразования поровое давление может повышаться относительно гидростатического, но в большинстве случаев не очень значительно, в частности из-за того, что породы характеризуются хорошей проницаемостью (поэтому давление быстро релаксирует). Но уже на следующем этапе, при образовании газовых углеводородов, давление быстро увеличивается, достигая уровня давления образования трещин. Для нефтематеринских пород, которые на глубине 4-х и более километров практически непроницаемы, именно возникновение трещин создает возможность миграции образовавшихся газов. Расчеты для района Уренгоя показывают, что давление трещинообразования достигается на глубине ~6 км.

4. Перенос нефтяных компонентов газовым потоком

В начале 1960-х годов было установлено, что нефтяные углеводороды хорошо растворяются в газе высокого давления [28]. На рис. 5 приводятся результаты расчета содержания нефтяных углеводородов в газе на разных глубинах при характерных термобарических условиях. Рассмотрено три варианта роста давления. Вариант А представляет гидростатическое давление, варианты В и С – аномально высокое пластовое давление. В варианте В – $K_{\text{АВПД}} = 1.5$, в варианте С – $K_{\text{АВПД}} = 2$. При этом предполагается, что отклонение давления от гидростатического начинается на глубине 3 км, заданный уровень $K_{\text{АВПД}}$ достигается на глубине 5 км. Содержание нефтяных компонентов в газе рассчитано по данным, приведенным в работе [29], для вариантов изменения давления А, В, С и геотермального градиента 25 °С/км.

По рис. 5 можно видеть, что при $K_{\text{АВПД}} > 1.5$ содержание в газе нефтяных углеводородов с ростом глубины очень быстро увеличивается. На глубине 5 км 1 кг газа растворяет в себе 1 кг нефти или даже больше.

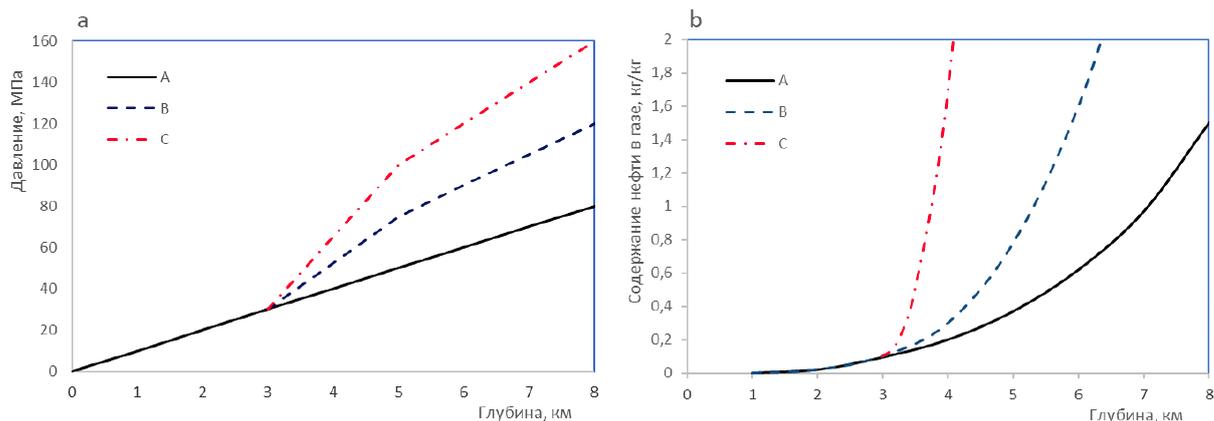


Рис. 5. Изменение содержания нефтяных компонентов в газе с глубиной: а – варианты изменения давления, б – содержание нефтяных компонентов в газе

По отношению к иным формам миграции, таким как растворение углеводородов в воде, возможность переноса жидких УВ сжатыми газами хорошо изучена. Анализируя возможность различных форм миграции, Тиссо и др. [10] пришли к заключению, что на большой глубине миграция углеводородов осуществляется преимущественно в газовой фазе. Лабораторные исследования показали, что в газовый раствор могут переходить все компоненты нефти, в том числе, асфальтены и смолы. Перенос в газовой фазе – наиболее реальная форма миграции нефтяных компонентов в природных условиях.

Итак, генерация газов вторичной деструкции из ранее образованных нефтяных компонентов приводит к аномально высокому давлению. При высоком давлении газ хорошо растворяет нефтяные компоненты. На глубине ~6 км высокое внутрискважинное давление ведет к образованию системы микротрещин. В результате возникает углеводородный поток, транспортирующий нефтяные углеводороды наверх. Поток преимущественно захватывает легкие нефтяные углеводороды [16], что объясняет тот факт, почему в нефти месторождений доля асфальтенов много меньше по сравнению с их долей в продуктах деструкции керогена. Когда восходящий поток достигает флюидоупора, начинает расти давление до тех пор, пока не произойдет прорыв [30]. Результаты моделирования [31] показывают, что через трещину в породах за небольшой временной интервал может пройти большой объем углеводородов.

Проиллюстрируем рассмотренный процесс на примере Уренгойского месторождения. Используем данные по сверхглубоким скважинам в пределах границ месторождений, входящих в Большой Уренгой. Это Тюменская (СГ-6) и Ен-Яхинская (СГ-7) скважины, пробуренные до 7502 и 8250 м соответственно. Согласно стандартной

схеме генерации нефти и газа, основанной на коэффициенте отражающей способности витринита, газовая зона рассматриваемого региона начинается с глубины 4.3 км (рис. 6, а). На большей глубине доля метана в газе увеличивается (рис. 6, б, СГ-7). Содержание газа в поровом пространстве пород максимально на интервале 4.5–6.5 км, где оно превышает 50 ст. м³/кг (скважина СГ-7) [32]. Согласно данным каротажа, выделение газа происходит в большом интервале глубин, с максимумом на глубине 5.7–6.0 км (рис. 6, в, СГ-6 [33]). Микрошвы гидроразрыва обнаруживаются в СГ-6 [34], где они максимально проявляются в интервале 5100–5650 м. В кернах СГ-7 с глубины 5663–5685 м выявлены горизонтальные микротрещины с раскрытием около 5 микрон. Исходя из этих данных, можно видеть, что восходящий поток возникает на глубине 5–6 км.

Газы высокого давления растворяют нефтяные компоненты в момент образования восходящего потока, а также во время его миграции через породы с высоким содержанием жидких углеводородов, сгенерированных ранее. Подтверждением растворения нефтяных углеводородов газом и их дальнейшей транспортировки восходящим потоком служат исследования по распределению битумоидов в кернах баженовской свиты (3783–3844 м) Тюменской сверхглубокой скважины, где отмечалось перемещение нефтяных компонентов газом из плотных участков свиты в ее проницаемые зоны в направлении от подошвы к кровле баженовской свиты [35]. Анализ кернов предоставляет прямые свидетельства, что нефтяные компоненты извлекаются из баженовской свиты газом.

Восходящий поток передает высокое давление от глубоких горизонтов на меньшие глубины. В результате на большом интервале до регионального верхнеюрско-нижнемелового флюидоупора, расположенного на глубине от 3 до 4 км, коэффициент аномальности K_p [36] сохраняется очень высоким – 1.75–2.1 (см. рис. 6, д). Это именно тот уровень K_p , при котором образуются трещины, обеспечивающие возможность миграции на этих глубинах. При накоплении достаточной энергии флюид прорывает флюидоупор и попадает в группу пластов, непосредственно примыкающих к флюидоупору.

Вывод. Генерация газов вторичной деструкции приводит к образованию восходящего потока, способного переносить нефтяные компоненты на меньшие глубины. Есть свидетельства, что в случае Уренгоя образование потока происходит на глубине ~6 км.

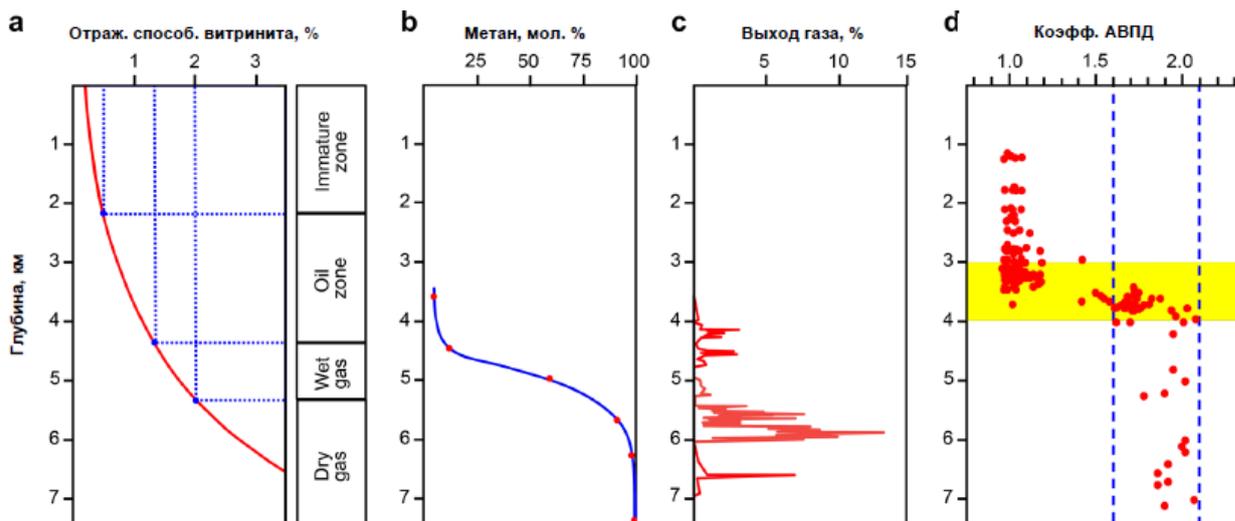


Рис. 6. Свидетельства образования восходящего потока в районе Уренгоя: а – отражательная способность витринита и соответствующие ей зоны генерации углеводородных флюидов; б – молярная доля метана в поровом пространстве (СГ-7); с – выход газа из пород на разных глубинах при бурении скважины (СГ-6); d – коэффициент АВПД (K_p) месторождений северной части Западной Сибири

5. Конденсационный механизм формирования нефтяных залежей

Общую схему образования залежей можно представить следующим образом. В результате генерации большого объема газов вторичной деструкции возникает АВПД, создается система микротрещин, образуется восходящий углеводородный поток, который захватывает нефтяные углеводороды из материнских пород. При уменьшении глубины из потока выпадают жидкие (нефтяные) углеводороды (рис. 7).

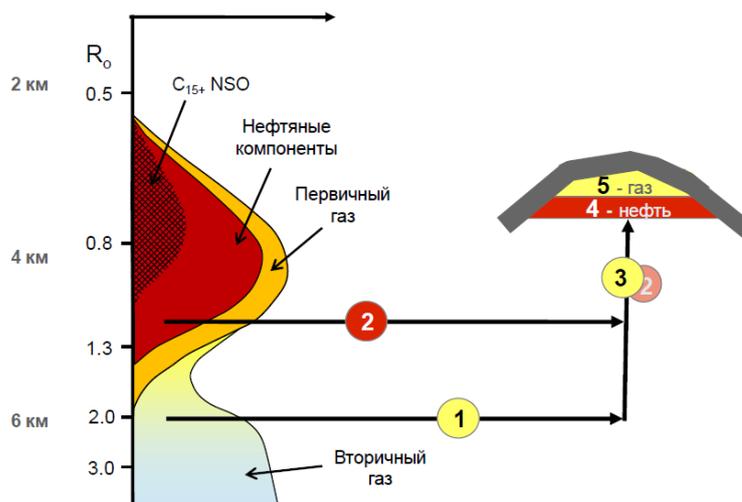


Рис. 7. Общая схема образования углеводородных месторождений: 1 – формирование газового потока (АВПД, образование трещин), 2 – захват газовым потоком нефтяных компонентов из материнских пород, 3 – перенос нефтяных углеводородов в восходящем потоке, 4 и 5 – фазовое разделение на нефть и газ при понижении давления, формирование залежи

Впервые идея, что нефть образуется при конденсации из газового потока, была высказана в работе [37], однако до сих пор данный механизм не был подтвержден на конкретных объектах. Реальность конденсационного механизма образования залежей была продемонстрирована авторами на примере Уренгойского месторождения [7].

Соседние по глубине залежи Уренгоя часто гидродинамически связаны. С целью упрощения расчетов они были объединены в группы (кластеры) от G₁ до G₈. Для каждого кластера определялась средняя глубина, температура и давление (см. таблицу).

Характеристики залежей Уренгоя

| Кластер | Залежь | Тип флюида | Глубина, м | Температура, °С | Давление, МПа |
|----------------|-------------------|------------|------------|-----------------|---------------|
| G ₁ | ПК 21 | ГК | 1780 | 48 | 17.8 |
| G ₂ | АУ 9 | ГК | 2200 | 64 | 22.2 |
| | БУ1-2 | ГК | | | |
| G ₃ | БУ5-6 | ГК | 2450 | 69 | 24.0 |
| G ₄ | БУ 8 ⁰ | ГК+Н | 2620 | 76 | 27.5 |
| | БУ 8 | ГК+Н | | | |
| | БУ 9 | ГК+Н | | | |
| G ₅ | БУ10 | ГК+Н | 2750 | 79 | 28.3 |
| | БУ10 ⁰ | ГК+Н | | | |
| | БУ11 | ГК+Н | | | |
| G ₆ | БУ12 | ГК+Н | 2850 | 80 | 29.5 |
| G ₇ | БУ13 | ГК+Н | 3000 | 85 | 32.0 |
| | БУ14 | ГК+Н | | | |
| G ₈ | Ач 3-4, Ач 5 | ГК, Н | 3650 | 105 | 60.5 |

Рассматривалась следующая схема формирования месторождения.

– После прорыва верхнеюрско-нижнемелового флюидоупора (глубина от 3 до 4 км) углеводородный поток одновременно заполняет соседние резервуары (кластер G₇ и, возможно, больше) на глубинах менее чем 3 км, где флюид разделяется на газовую и жидкую фазы при существующих там температурах и давлениях. Далее происходит гравитационная сегрегация. Газ занимает верхнюю часть ловушки, образуя газовую шапку, жидкость формирует нефтяную оторочку снизу.

– Газ из газовой шапки постепенно мигрирует через покрывку в следующую ловушку, расположенную выше, где из него конденсируется некоторая часть нефтяных компонентов. Далее аналогичным образом газ последовательно проходит через вышележащие ловушки G₆, G₅, G₄

Для расчетов в качестве начального был выбран состав газоконденсатного флюида из G₈ – наиболее глубокой залежи Уренгоя. Состав газоконденсата G₈ (в мол.%): C₁ =

78.35, $C_2 = 8.6$, $C_3 = 3.8$, $C_4 = 1.68$, $CO_2 = 0.1$, $N_2 = 0.81$, $C_{5+} = 6.66$. Состав группы C_{5+} представлялся долями фракций F_1-F_{10} . С использованием данного состава (индивидуальные компоненты и фракции) рассчитывалось фазовое разделение флюидного потока при одномоментном внедрении в соседние ловушки (G_7-G_4), далее при последовательном прохождении газового потока через вышележащие ловушки.

Рассмотрение основных свойств жидкости, получившейся в ловушке G_7 по результатам расчета фазового разделения внедрившегося туда флюида, показывает, что эта жидкость является нефтью. На рис. 8 приведены расчетные результаты разгонки дегазированной жидкости G_7 по сравнению с разгонкой нефти БУ₁₄ (пласт БУ₁₄ принадлежит кластеру G_7) [38]. Можно видеть хорошее согласие расчетной кривой с фактическими данными. Имеется хорошее совпадение по плотности и молекулярной массе. Расчетная плотность – 0.826 г/см^3 ; фактическая – 0.837 г/см^3 . Заметим, что плотность первичных нефтей (не подвергавшихся последующей трансформации) севера Западной Сибири [39] лежит в диапазоне $0.830-0.838 \text{ г/см}^3$. Рассчитанная и фактическая молекулярная масса также близки, равняются 194 и 197 соответственно.

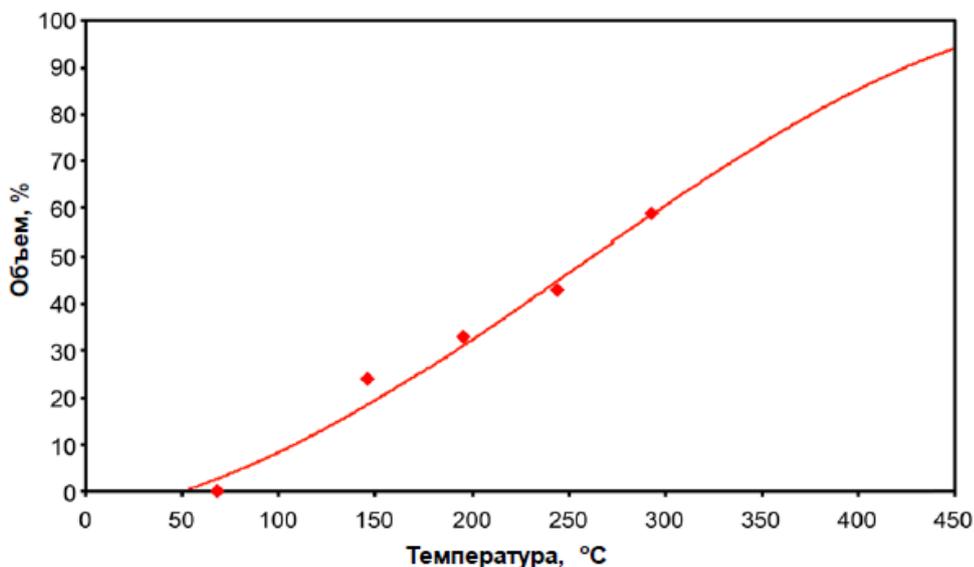


Рис. 8. Образование нефти из восходящего потока, сравнение рассчитанной разгонки дегазированной жидкости G_7 (кривая) с фактическими данными разгонки дегазированной нефти БУ₁₄ (ромбы), замечание: БУ₁₄ относится к кластеру G_7

Из восходящего потока при его миграции наверх в результате падения давления часть «жидких компонентов» (C_{5+}) конденсируется. Из-за чего последовательно образуются газовые залежи, в которых доля «жидких» компонентов постепенно

уменьшается. На рис. 9, а приведено рассчитанное и фактическое содержание компонентов C_{5+} в газовых шапках залежей $G_8, G_7 \dots G_1$. На рис. 9, б приведены результаты разгонки дебутанизированного конденсата (ДБК), рассчитанные для пластов G_7, G_4 и G_2 , в сравнении с данными газоконденсатных исследований скважин [38]. Можно видеть, как с уменьшением глубины последовательно уменьшается доля наиболее тяжелых фракций, понижается температура конца кипения ДБК (см. рис. 9, б).

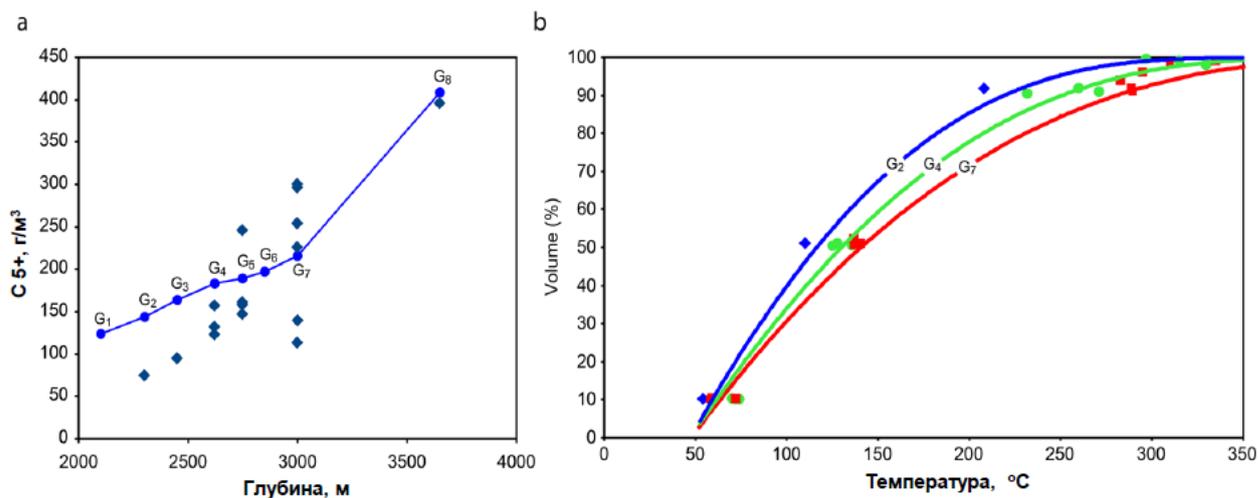


Рис. 9. Характеристики газовых залежей: а – рассчитанное содержание C_{5+} в газовой фазе залежей $G_8, G_7 \dots G_1$, образовавшихся при фазовом разделении восходящего потока (кружки), и соответствующие фактические значения (ромбы); б – сравнение рассчитанной разгонки ДБК залежей G_2, G_4 и G_7 (синяя, зеленая и красная кривые, соответственно) с фактическими данными (синие ромбы, зеленые круги и красные квадраты, соответственно)

Заключение

Развиваемый подход иначе, чем принято в классической геологии нефти и газа, объясняет форму миграции и этапы образования залежей. Конденсационный механизм образования месторождений заключается в том, что они образуются в результате фазового разделения восходящего углеводородного потока. На стадии вторичной деструкции керогена образуется большое количество газа, что создает высокое давление и приводит к образованию микротрещин. Возникает восходящий поток, захватывающий рассеянные нефтяные углеводороды, у которых нет иного способа выйти из нефтематеринской породы. Нефтяные компоненты переносятся потоком газа, а когда поток достигает зоны пониженного давления, часть их конденсируется в жидкость, обладающую свойствами реальной нефти. Нефть, как жидкость с известным составом и свойствами, появляется в момент конденсации из углеводородного потока. С уменьшением глубины

газоконденсатных залежей, образованных восходящим потоком, их составы изменяются из-за потери наиболее тяжелых фракций.

Транспортировка нефтяных компонентов в потоке газа объясняет нерешенные вопросы нефтяной геологии, связанные с механизмом миграции. Восходящий углеводородный поток, естественным образом возникающий в достаточно глубоких осадочных бассейнах, его продолжающаяся активность в течение длительного геологического времени приводит к образованию больших объемов нефти на глубине конденсации. Все это позволяет утверждать, что транспортировка нефтяных компонентов в газовом потоке и их последующая конденсация может рассматриваться в качестве основного механизма образования нефтяных месторождений.

Можно видеть, что нефте- и газоносные бассейны являются последовательными стадиями единого эволюционного процесса. Сначала в бассейне появляются газовые залежи с небольшими нефтяными оторочками. Далее ловушки постепенно заполняются новыми порциями нефти, которая отделяется из восходящего потока и остается в ловушке, тогда как газ уходит через покрывку. После прекращения потока и ухода всего газа в осадочном бассейне остаются только нефтяные месторождения.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Энергетика, динамика и дегазация Земли, теоретические и экспериментальные основы инновационных сейсмоакустических технологий исследования геологической среды и контроля за объектами нефтегазодобычи», № АААА-А16-116021510125-7).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Hantschel T., Kaueranf A.I.* Fundamentals of basin and petroleum systems modelling. Springer-Verlag Berlin. Heidelberg. 2009. 479 p.
2. *Selly R.C., Sonnenberg S.A.* Elements of Petroleum Geology. Academic Press, 2014. 526 p.
3. *Hao F., Zhou X., Zhu Y., Zou H., Yang, Y.* Charging of oil field surrounding the Shaleitian uplift from multiple source rock intervals and generative kitchens, Bohai Bay basin, China // Marine and Petroleum Geology. 2010. Vol. 27. P. 1910–1926.
4. *Zhang L.P., Li M.W., Wang Y., Yin Q.-Z., Zhang W.Z.* A novel molecular index for secondary oil migration distance // Scientific Reports. 2013. Vol. 3. 8 p.
5. *Yang Y., Arouri K.A.* A simple geotracer compositional correlation analysis reveals oil charge and migration pathways // Scientific Reports. 2016. Vol. 6. 13 p.

6. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. 2008. М.: Наука, 248 с.
7. *Batalin O., Vafina N.* Condensation mechanism of hydrocarbon field Formation // Scientific Reports. 2017. Vol. 7. 9 p.
8. *Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1969. № 6. С. 3–27.
9. *Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир. 1982. 704 с.
10. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 504 с.
11. *Ungerer P.* State of the art of research in kinetic modeling of oil formation and expulsion // Organic Geochemistry. 1990. Vol. 16. P. 1–25.
12. *Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир. 2007. 456 с.
13. *Behar F., Roy S., Jarvie D.* Artificial maturation of a type I kerogen in closed system: mass balance and kinetic modeling // Organic Geochemistry. 2010. Vol. 41. P. 1235–1247.
14. *England W.A., Mackenzie A.S., Mann D.M., Quigley T.M.* The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface // J. Geol. Soc. London. 1987. Vol. 144. P. 327–347.
15. *Stainforth J.G., Reinders J.E.A.* Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation // Organic Geochemistry. 1990. Vol. 16. P. 61–74.
16. *Leythaeuser D., Poelchau H.S.* Expulsion of petroleum from type III kerogen source rocks in gaseous solution: modeling of solubility fractionation / Ed. by W.A. England, A.J. Fleet // Petroleum Migration. Geol. Soc. London. Special Publication. 1991. Vol. 59. P. 33–46.
17. *Munn U. et al.* Petroleum migration: mechanisms, pathways, efficiencies and numerical simulation / Ed. by D.H. Welter, B. Horsfield, D.R. Baker // Petroleum and Basin Evolution: Insights from Petroleum Geochemistry Geology and Basin Modeling. Springer. 1997. P. 403–520.
18. *Hao F., Zou H., Li X., Jiang J.* Migration and occurrence of high wax oils in the Damintun Depression, Northeast, China: Implication for primary controls of petroleum migration pathways in heterogeneous carrier beds // J. Pet. Sci. Eng. 2009. Vol. 67. P. 105–115.

19. *Вассоевич Н.Б.* Происхождение нефти // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 1975. № 5. С. 3–23
20. *Tissot B.P., Pelet R., Ungerer P.* Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation // AAPG Bulletin. 1987. Vol. 71. P. 1445–1466.
21. *Fjellanger E., Kontorovich A.E., Barboza S.A.* et al. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin // Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers-Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. London. 2010. Vol. 7. P. 659–668.
22. *Barker C.* Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs // AAPG Bulletin. 1990. Vol. 74. P. 1254–1261.
23. *Carcione J.M., Gangi A.F.* Gas generation and overpressure: Effects on seismic attributes // Geophysics. 2000. Vol. 65. P. 1769–1779.
24. *Chi J., Lavoie D., Bertrand R., Lee M.-K.* Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in the Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada // Geofluids. 2010. Vol. 10. P. 334–350.
25. *Guo X., He S., Lio K., Zheng L.* Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins // Organic Geochemistry. 2011. Vol. 42. P. 1343–1350.
26. *Ungerer P., Behar E., Discamps D.* Tentative calculation of overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data, implication for primary migration / Ed. by M. Bjoroy et al. // Advances in Organic Geochemistry. New York: John Wiley and Sons, 1981. P. 129–135.
27. *Mudfort B.S., Best M.E.* Ventura gas field, offshore Nova Scotia: case study of overpressuring in region of low sedimentation rate // AAPG Bulletin. 1989. Vol. 73. P. 1383–1396.
28. *Zhuze T.P.* et al. Use of phase-composition data in the system oil-gas at high pressure for ascertaining the genesis of some pools // Petrol. Geol. 1963. Vol. 7. P. 186–191.
29. *Mackenzie A.S., Quigley T.M.* Principles of geochemical prospect appraisal // AAPG Bulletin. 1988. Vol. 72. P. 399–415.
30. *Hunt J.M.* Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments // AAPG Bulletin. 1990. Vol. 74. P. 1–12.
31. *Roberts S.J., Nunn J.A.* Episodic fluid expulsion from geopressed sediments // Marine and Petroleum Geology. 1995. Vol. 12. P. 195–204.

32. Фрик М.Г., Титова Г.И., Батова И.С., Быкова И.В. Геохимические показатели зон локализации глубинных углеводородов на севере Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 11, С. 73–80.
33. Титова Г.И. Особенности состава газов Тюменской сверхглубокой скважины // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России: Сб. науч. докл. совещ. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. Вып.4. С. 287–294.
34. Япаскурт О.В., Горбачев В.И. Литогенез и факторы формирования глубинной пористости отложений триаса, нижней и средней юры Тюменской сверхглубокой скважины // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России: Сб. науч. докл. совещ. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. Вып.4. С. 194–203.
35. Сиротенко О.И., Титова Г.И. Модель миграционно-аккумуляционных процессов в баженовской свите, вскрытой Тюменской сверхглубокой скважиной (СГ-6) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 2. С. 23–26.
36. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3. С. 92–103.
37. Neglia S. Migration of fluids in sedimentary basins // AAPG Bulletin. 1979. Vol. 63. P. 573–597.
38. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. М.: Недра. 1983. 263 с.
39. Жузе Н.Г. Остаточная нефтенасыщенность залежей неокома севера Западной Сибири – дополнительный источник УВ-сырья // Геология нефти и газа. 1987. № 11. С. 8–14.