

УДК 551.2.03
DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art31

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТРАНСФОРМАЦИИ ВОСХОДЯЩЕГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТОКА

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

Аннотация. Представлены закономерности преобразования углеводородных флюидов в процессе восходящей миграции. Рассмотрен механизм возникновения газового потока при деструкции органического вещества, захвата им нефтяных углеводородов из материнских пород. Начальный состав потока соответствует газоконденсату с большим содержанием тяжелых фракций. При миграции вверх поток постепенно облегчается. Нефтяные компоненты отделяются от потока, образуя нефть. Далее она мигрирует как отдельная фаза и захватывается ловушками. Отмечается, что после всех трансформаций восходящего потока через земную поверхность выходит практически чистый метан.

Ключевые слова: углеводородный поток, восходящая миграция, фазовые превращения, углеводородные залежи.

THE PRINCIPAL PATTERNS OF HYDROCARBON FLOW TRANSFORMATION DURING UPWARD MIGRATION

Batalin O.Yu., Vafina N.G.
Oil and Gas Research Institute RAS, e-mail: oleg_batalin@mail.ru

Abstract. The patterns of hydrocarbon fluid transformations in the process of upward migration are presented. The paper describes the mechanism of gas flow occurrence during destruction of organic matter. Then the gas captures oil hydrocarbons from source rocks. The initial composition of the flow corresponds to the gas condensate fluid with a high content of heavy fractions. When migrating, the upward flow becomes gradually easier. The oil components segregate from the flow, forming oil. It migrates as a separate phase and then accumulates in trap. It is noted that after all transformations of the upward flow, practically pure methane comes out through the earth's surface.

Keywords: hydrocarbon flow, upward migration, phase transformations, oil and gas fields.

Введение. Углеводородный поток, проходящий через поверхность земли, огромен. Геологическая эмиссия метана составляет величину $\sim 2.5 \cdot 10^{14}$ г углерода/год [1]. Доля других углеводородных газов невелика. На поверхность может выходить и нефть. Раньше это служило основным поисковым признаком. Сейчас, в эпоху интенсивной разработки месторождений, нефть до поверхности не доходит, но имеются многочисленные свидетельства глубинного восполнения залежей [2]. В ряде случаев глубинный приток можно зафиксировать по кратному превышению накопленной добычи над начальными геологическими запасами [3]. Возникает вопрос, где образуется восходящий углеводородный поток, какие трансформации он испытывает на пути миграции. Рассмотрим этот вопрос, моделируя физические явления, которые с неизбежностью будут следовать друг за другом при погружении пород с органическим веществом в процессе осадконакопления.

Затруднения с описанием миграции нефти. С увеличением глубины из органического вещества последовательно образуются нефтяные углеводороды, газоконденсат, сухой газ. При уплотнении пород вода и углеводороды выдавливаются из вмещающих пород. Углеводороды мигрируют вверх, где захватываются ловушками, образуя залежи. Предполагается, что углеводородные флюиды задерживаются ловушками недалеко от места их образования, и в соответствии с последовательностью генерации сначала образуются нефтяные, затем газоконденсатные, наконец на большой глубине газовые месторождения. Вроде бы, все очень логично. Однако имеется проблема. Непонятно, как происходит выход нефти из материнских пород. Авторы разработали принципиально иную модель формирования месторождений, разрешающую эту проблему [4,5]. Ее суть заключается в том, при погружении органического вещества образуется большое количество газа. На глубине 4–6 км он способен растворять в себе нефтяные углеводороды. При миграции вверх с уменьшением давления из потока конденсируются нефтяные углеводороды, формируются нефтяные залежи.

В чем отличие нашего подхода от стандартной теории. Мы согласны с классическими представлениями, что при погружении органического вещества на глубине «нефтяного окна» генерируются углеводороды нефтяного типа. Проблема нефтяной геологии состоит в том, что нет ответа, каким образом осуществляется первичная

миграция, то есть выход образующихся нефтяных углеводородов из нефтематеринских пород. До глубины, ориентировочно, 4 км продукты деструкции керогена содержат большое количество асфальтенов и смол. Это не нефть, а тяжелая высоковязкая жидкость [6], имеющая высокую адгезию с породой. На глубине более 4 км породы характеризуются очень низкой проницаемостью. Нет достаточных сил, чтобы выдавить образовавшуюся «нефть» из керогеновой матрицы в поровое пространство, заполненное водой. В силу указанных причин первичная миграция нефти, как отдельной фазы, невозможна (см. рис. 1). Тем не менее, нефтяные углеводороды каким-то образом все же мигрируют и образуют залежи. В силу того, что «нефть» генерируется на глубине нефтяного окна (температура 90 – 150 °С, глубина от 2.5–3 до 5 км) и нефтяные залежи находят в этом же интервале, принимается ключевое допущение, что именно здесь «нефть» выходит из материнской породы. Геологи надеются, что проблема первичной миграции со временем будет как-то решена, но при этом основные принципы миграции и образования углеводородных залежей не изменятся.

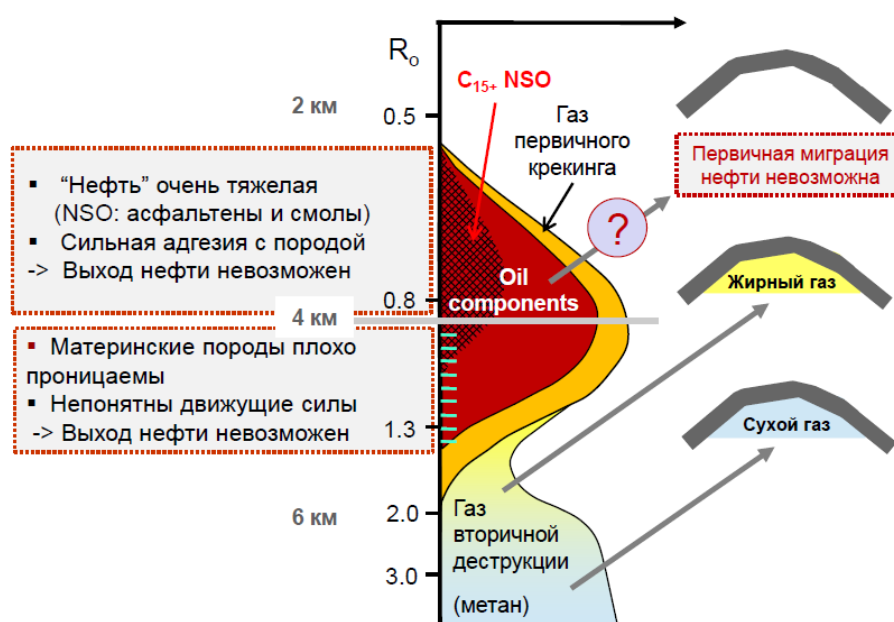


Рис. 1. Проблема первичной миграции

Отметим еще одно обстоятельство. При прогнозировании залежей широкое распространение получило бассейновое моделирование [7]. В этом методе имеется несколько модулей, последовательно описывающих генерацию углеводородных флюидов, первичную и вторичную миграции, аккумуляцию нефти и газа. Проблема первичной

миграции в бассейновом моделировании решается упрощенно. Задаются некоторые правдоподобные критерии, которые допускают миграцию на глубине нефтяного окна. В результате возникла любопытная ситуация. Хотя всем хорошо известно, что есть проблема первичной миграции, но постепенно она уходит из поля зрения, можно сказать, игнорируется. В научной литературе оставили попытки ее решения. В учебном процессе внимание все больше смещается на получение навыков бассейнового моделирования.

Механизм образования потока. Определим место образования восходящего углеводородного потока и его состав. Учитывая сказанное, будем исходить из того, что нефтяные углеводороды не выходят из материнской породы в интервале нефтяного окна. Следовательно, они дальше погружаются вместе с породами, испытывая деструкцию и образуя газы сначала газоконденсатного типа, затем метанового состава. При том, что осадочные бассейны в основном очень глубокие (15–20 км), распределение газовых залежей, как правило, ограничивается глубиной 6 км. Отсюда следует, что газы не «застревают» надолго в породах, в которых они образовались, а в какой-то момент покидают их и мигрирует вверх. Обратим внимание, что газовые залежи в основном содержат газы газоконденсатного типа (газы вторичной деструкции). Число залежей, в которых доля метана приближается к 100%, очень мало. Следовательно, в погружающихся породах газы не преобразуются до стадии метанового газа, а выходят из пород раньше. То есть покидают породы на этапе вторичной деструкции – при превращении нефтяных углеводородов в газы газоконденсатного типа. Именно здесь возникает восходящий углеводородный поток.

По свойствам, породы можно разделить на две глубинные зоны. На верхнюю, где хорошая проницаемость и пористость, и нижнюю с ухудшенными характеристиками. Границу можно провести на глубине 3–4 км. До 3 км давление в основном гидростатическое, но далее оно быстро увеличивается, растет коэффициент аномальности. Это происходит из-за того, что в нижней зоне флюидам трудно покинуть породы из-за низкой проницаемости. Возникают застойные области, слабо связанные с единой гидростатической системой. Давление постепенно отходит от гидростатического и в большей степени начинает определяться весом вышележащих пород. Основными причинами роста АВПД является запаздывание выхода воды из пород и генерация углеводородных флюидов. При этом, образование из керогена жидких углеводородов слабо увеличивает давление, но последующая генерация из них газов (вторичная

деструкция) быстро доводит давление до литостатического [8]. При достижении уровня давления в 0.8 от литостатического возникают микротрещины, затем протяжённые трещины, создается возможность вертикальной миграции газа.

На малой глубине, где давление небольшое, газ слабо растворяет в себе нефтяные углеводороды. Но с увеличением глубины, и соответственно давления, растворимость быстро повышается. Так, на 2 км, в 1 кг газа может раствориться 0.05 кг нефти. На глубине 4 км (при $K_{авпд} = 1.5$ и давлении 60 МПа) газ способен растворять уже 0.4 кг нефти. Газы вторичной деструкции, образующиеся на глубине 4–6 км, растворяют и удерживают в себе большое количество нефтяных углеводородов, из которых они только что образовались. Мигрируя наверх и проходя через вышележащие нефтематеринские породы, они дополнительно захватывают из них нефтяные углеводороды.

Основными нефтематеринской породами севера Западной Сибири являются тюменская и баженовская свиты [9]. О.И. Сиротенко и Г.И. Титовой удалось выявить природу первичных миграционных процессов в баженовской свите скважины СГ–6 (3783–3844 м) [10]. Использовались данные по газам термохроматографии и распределению битумоидов в кровельной, центральной и подошвенной частях свиты. Распределение битумоидов и газов обнаруживает синхронность, приурочено к проницаемым пропласткам. Весь комплекс изученных данных привел авторов к заключению, что первичная миграция нефтяных углеводородов происходит в растворенном в газе в виде. Наблюдается перемещение жидких углеводородов из плотных участков свиты в ее проницаемые зоны в направлении от подошвы к кровле. Растворение нефтяных углеводородов в газе, образование микротрещин и выход углеводородного флюида из нефтематеринских пород обеспечивает первичную миграцию. Возникает восходящий газовый поток, переносящий нефтяные углеводороды на меньшие глубины.

Альтернативный способ образования залежей. Для миграции нефти в газе необходимо высокое давление. Тяжелые компоненты нефти (фракции с температурой выкипания выше 350°C) удерживаются в газе только при давлении не ниже 50–60 МПа. При этом возникает интересное явление: сама генерация большого количества газов вторичной деструкции создает эффект поддержания высокого уровня давления на большом интервале по глубине. В большинстве осадочных бассейнов мира имеется мощный региональный флюидоупор в зоне 3–4 км [11]. Предложен интересный механизм его возникновения [12]. Образование газов вторичной деструкции на глубине около 5 км

приводит к увеличению давления до 0.8 от литостатического. Возникают трещиноватость пород. Восходящая миграция «транслирует» этот уровень $K_{авпд}$ до регионального флюидоупора. Постепенно под ним скапливается много углеводородных флюидов. На севере Западной Сибири таким флюидоупором является верхнеюрско–нижнемеловой региональный флюидоупор. Под ним давление 80 МПа, над ним 30–35 МПа. Газ может удержать 0.8 кг нефти под флюидоупором и всего 0.1 кг нефти (на 1 кг газа) над ним. В какой–то момент углеводородный флюид прорывает флюдоупор и входит в несколько смежных пластов с хорошей проницаемостью и пористостью. Из-за резкого сброса давления нефтяные углеводороды отделяются от газового потока, формируя нефтяные месторождения. Таким образом, нефть, как жидкость с характерными свойствами, впервые появляется при конденсации на глубине 2.5–4 км, то есть, как раз в интервале «нефтяного окна». То есть, нефть образуется не из нефтематеринских пород, находящихся на указанных глубинах, а приносится сюда газами с больших глубин. Рассмотренная модель образования залежей нефти и газа требует соответствующего уточнения принципов бассейнового моделирования (см. таблицу 1).

Таблица 1. Сопоставление основных положений моделирования углеводородных систем

| Стадия | Стандартное описание | Новый подход |
|----------------------------|---|---|
| 1. Генерация углеводородов | Уравнение Аррениуса | Уравнение Аррениуса |
| 2. Первичная миграция | Достижение некоторого порога мобильности | Повышение давление из-за генерации газа, растворение в нем нефтяных компонентов, образование микротрещин в материнской породе, вытеснение УВ флюида из материнских пород повышенным давлением |
| 3. Вторичная миграция | Нефть и газ мигрируют независимо друг от друга как отдельные фазы | Нефтяные компоненты транспортируются на меньшие глубины газовым потоком |
| 4. Аккумуляция | Миграция, захват ловушкой, накопление нефти и газа | Вертикально мигрирующий насыщенный газ частично конденсируется, образуются микрокапли нефти, происходит гравитационная сегрегация, образуются залежи нефти и газа |
| 5. Последующие процессы | Дифференциальное улавливание нефти и газа | Обобщение принципа дифференциального улавливания |

Разделение пришедшего флюида на нефтяную оторочку и газовую шапку происходит не сразу. Сначала возникают микрокапли нефти, рассеянные по всему газовому пласту. Со временем происходит гравитационная сегрегация с образованием

четкого газонефтяного контакта. Образование месторождения – не единичный акт. Отмечается пульсирующий характер поступления новых порций флюида в залежь [2]. Предположительно, каждый раз происходит прорыв некоего плохо проницаемого экрана.

Последующие преобразования потока. Газ из газовых шапок будет уходить через покрывку в вышележащие пласты, образуя там чисто газовые/газоконденсатные залежи. Именно такое распределение наблюдается на Уренгое. На глубинах более 2.5 км располагаются газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой (именно в эти пласты пришел флюид, прорвавший флюидоупор), на глубинах менее 2.5 км – газоконденсатные залежи без оторочки.

Из газоконденсата, мигрирующего вверх через покрывки, в пластах, через которые он проходит, будут выделяться жидкие углеводороды. Это тоже нефть, но несколько более легкого состава. Конденсат, растворенный в газе газовых шапок, весь выкипает при температуре до 300–350 °С. Первичная же нефть характеризуется фракциями, только половина которых выкипает при температуре до 350 °С. Поэтому распределение фракций нефти, выпадающей из мигрирующего вверх газоконденсата, будет иметь максимум при меньшей температуре, чем максимум у первично выпавшей нефти. У первичных нефтей севера Западной Сибири плотность 0.83–0.84 г/см³, молекулярная масса 180–200, у сконденсировавшейся из проходящего газоконденсатного потока нефти – 0.78–0.83 г/см³ и 140–150, соответственно. Если выделяющаяся из проходящего потока нефть добавляется к «первичной нефти», образуется «смешанная нефть» [13].

Это еще не все преобразования. Мигрирующий снизу газ растворяет в себе легкие фракции нефти нефтяных оторочек, через которые он проходит. Поэтому у нефти постепенно исчезают самые легкие фракции. Температура начала кипения такой нефти увеличивается по отношению к температуре начала кипения начальной нефти. Данный эффект также наблюдается для месторождений Западной Сибири.

На малой глубине, при температуре 80°C и выше, происходит биodeградация углеводородов восходящего потока. Почти все они превращаются в метан.

Итак, на глубине 4–6 км возникает восходящий поток, образованный газами вторичной деструкции. Газы растворяют в себе нефтяные углеводороды нефтематеринских пород и переносят их вверх. С понижением давления нефтяные углеводороды конденсируются, образуя залежи. Восходящий поток продолжает путь

наверх, постепенно сбрасывая остающиеся нефтяные углеводороды. В результате через поверхность земли, как известно, выходит практически чистый метан.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. 1997. №9. С.30–37.
2. *Доценко В.В.* Показатели современной вертикальной миграции углеводородов и процесса формирования залежей нефти и газа на юге России // Вестник Академии наук Чеченской Республики. 2014. №3. С. 79–85.
3. *Горюнов Е.Ю.* и др. Проявление современных подтоков углеводородов в нефтегазовые комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2015. №5. С.62–69.
4. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Конденсационная модель образования залежей нефти и газа – М.: Наука. 2008. 248 с.
5. *Batalin O., Vafina N.* Condensation Mechanism of Hydrocarbon Field Formation // Scientific Reports. 2017. V.7. 10253.
6. *Behar F., Roy S., Jarvie D.* Artificial maturation of a Type I kerogen in closed system: mass balance and kinetic modeling // Org. Geochem. 2010. V.41. P.1235–1247.
7. *Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир. 2007. 456 с.
8. *Barker C.* Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs // AAPG Bulletin. 1990. V.74. P. 1254–1261.
9. *Liu Z., J. et al.* Oil families and mixed oil of the North-Central West Siberian basin, Russia // AAPG Bulletin. 2016. V. 100. P. 319–343.
10. *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.
11. *Hunt J. M.* Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments // AAPG Bulletin. 1990. V. 74. P. 1–12.

12. *Bjørkum P.A., Nadeau P.H.* Temperature controlled porosity/permeability reduction, fluid migration, and petroleum expulsion in sedimentary basins // *APPEA Journal* 1998. V. 38. Part 1. P. 453–464.

13. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Сценарии заполнения пластов углеводородных месторождений // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2013. №8. С. 14–27.