

Трансформация глубинных флюидов при формировании месторождений нефти и газа севера Западной Сибири

О.Ю. Баталин*, Н.Г. Вафина

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

С открытия гигантских месторождений севера Западной Сибири до сих пор нет единого представления о механизме и этапах их формирования. В работе показано, что образование залежей региона от юры до сеномана связано с поступлением восходящего потока углеводородных флюидов с большой глубины и их трансформацией в процессе миграции. Поток создают газы высокого давления, которые возникают на этапе вторичной деструкции керогена. Газы растворяют нефтяные компоненты нефтематеринских пород и переносят их на меньшие глубины. Нефтяные компоненты конденсируются, формируя залежи нефти. Газы частично растворяются в пластовой воде, обеспечивая ее высокую метанонасыщенность. На примере Уренгоя в работе выполнены расчеты фазового разделения восходящего потока и соответствующего изменения состава залежей нефти и газа с глубиной. Учитывалось, что во время неогенового поднятия из-за изменения растворимости метан выделялся в свободную фазу. Показано, что добавление к залежам неокма вышедшего из воды метана в объеме 50 мол.% дает хорошее согласие с данными по газовым компонентам C_1-C_4 и содержанию жидких углеводородов C_{5+} в составе газоконденсата залежей. Вышедший метан увлекает с собой легкие фракции нефти оторочек, увеличивая ее плотность. На малых глубинах происходит бактериальная деградация углеводородов, приводящая к формированию в сеномане месторождений практически чистого метана. Основным механизмом трансформации восходящего потока, отвечающим за формирование залежей нефти и газа, являются фазовые превращения. Учет дополнительных факторов, таких как растворение метана в воде и его последующий выход в свободную фазу, микробальное преобразование углеводородов на малых глубинах, обеспечивает соответствие результатов расчета физико-химических характеристик флюидов с фактическими данными по всему осадочному разрезу.

Ключевые слова: глубинные флюиды, фазовые превращения, конденсационный механизм, первичная миграция, формирование залежей, растворение метана, Западная Сибирь, Уренгойское месторождение

Для цитирования: Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. (2019). Трансформация глубинных флюидов при формировании месторождений нефти и газа севера Западной Сибири. *Георесурсы*, 21(3), с. 25-30. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.25-30>

Введение

Образование нефтегазовых месторождений на севере Западной Сибири вот уже 50 лет вызывает повышенный интерес. Основное внимание концентрировалось на поиске источника заполнения гигантских газовых залежей сеномана (Прасолов, 1990; Немченко и др., 1999; Littke et al., 1999; Milkov, 2010; Fjellanger et al., 2010). Механизм формирования углеводородных залежей на всем глубинном интервале от юры до сеномана не рассматривался. В работе (Batalin et al., 2017) предложен конденсационный способ образования месторождений, заключающийся в том, что нефтяные и газовые залежи формируются в процессе фазового разделения приходящего с больших глубин флюидного потока. Исходным положением является то, что в главной фазе газообразования генерация большого объема газов создает аномально высокое поровое давление, приводящее к микротрещиноватости, возможности первичной миграции по системе трещин. Образующиеся газы растворяют рассеянные нефтяные углеводороды материнских пород. В результате возникает восходящий углеводородный поток, переносящий нефтяные компоненты на меньшие глубины, где из-за понижения давления

конденсируется жидкость, по свойствам соответствующая реальной нефти. Сначала формируются месторождения с небольшой нефтяной оторочкой. Далее при конденсации новых порций нефти ее объем растет. В некоторый момент нефть вытесняется из ловушки и начинает самостоятельное движение, контролируемое геометрией регионального экрана. *Конденсационный механизм рассматривается в качестве основного способа формирования углеводородных месторождений.* Модель предсказывает изменение физико-химических характеристик флюидов залежей на большом глубинном интервале. Расчеты, выполненные на примере многопластового Уренгойского месторождения, показали хорошее соответствие по фракционному составу нефти и конденсата, по плотности и молекулярной массе, чем подтвердили конденсационный механизм образования месторождения.

При этом имелось расхождение предсказаний модели по содержанию газовых компонентов (C_1-C_4) в пластовых флюидах. Причина предположительно связана с тем, что не были учтены некие важные процессы, отвечающие за образование залежей нефти и газа. В этой связи, целью работы является выявление всех важных факторов, оказывающих влияние на трансформацию восходящего углеводородного потока и формирование залежей севера Западной Сибири от юры до сеномана; определение способа их учета в рассматриваемых процессах.

* Ответственный автор: Олег Юрьевич Баталин
E-mail: oleg_batalin@mail.ru

© 2019 Коллектив авторов

Фазовая дифференциация восходящего потока

Главным источником месторождений севера Западной Сибири являются углеводороды, пришедшие с больших глубин. С этим согласны представители всех направлений геологии нефти и газа (Прасолов, 1990; Fjellanger et al., 2010; Дмитриевский, 2008; Дмитриевский и др., 2008; Пунанова, 2018). Углеводороды, образовавшиеся из органического вещества покурской свиты на 1,1-1,8 км, имеют второстепенное значение. В районе Уренгоя газовый поток из-за вторичной деструкции возникает на глубине 5-6 км (Batalin et al., 2017). При движении вверх он захватывает нефтяные углеводороды из нефтематеринских пород. Как свидетельствуют изотопные данные, нефтематеринскими породами севера Западной Сибири являются отложения тюменской свиты, в меньшей степени баженовской (Liu et al., 2016). Подтверждением растворения нефтяных углеводородов газом и их дальнейшей транспортировки восходящим потоком служат исследования по распределению битумоидов баженовской свиты (3783-3844 м) Тюменской сверхглубокой скважины (СГ-6) (Сиротенко и др., 2002), где отмечалось перемещение нефтяных компонентов в газе из плотных участков свиты в ее проницаемые зоны в направлении от подошвы к кровле.

При большом давлении углеводородные флюиды находятся в однофазном состоянии в виде газов, насыщенных тяжелыми компонентами. При подъеме вверх давление понижается, происходит конденсация. В жидкую фазу на пути миграции выделяются сначала наиболее тяжелые компоненты в форме микрокапель. Так, на глубине 6,0-6,3 км отмечается углисто-битуминозная масса в межзерновом пространстве и эпититум по трещинам (B_{xl} 0,004%); на глубине 5,6-6,0 км битумоид находят в межзерновом пространстве; на глубине 4,7-5,3 км в межзерновом пространстве отмечаются маслянисто-смолистые миграционные битумоиды (B_{xl} от 0,02 до 0,08%) (Фрик и др., 2009). Доля миграционных битумоидов с уменьшением глубины увеличивается. При этом на глубине 5,6-6,2 км доля асфальтенов и смол в составе битумоидов из кернов СГ-7 (Ен-Яхинская сверхглубокая скважина) составляет 55-60%, на глубине 3,8-5,2 км их доля уменьшается до 30-35% (Фрик, 2009). Если бы эти битумоиды образовались непосредственно при деструкции керогена, тогда из-за того что при деструкции последовательно

получаются вещества с уменьшающейся молекулярной массой, происходило бы уменьшение доли асфальтенов и смол с глубиной, чего не наблюдается. Следовательно, эти битумоиды, содержащие большое количество асфальтенов и смол, образовались в миграционном процессе в результате конденсации из флюидного потока, из-за сорбции асфальтенов и смол на поверхности породы и из-за того, что асфальто-смолистые агрегаты просто застревают в узких поровых каналах в силу своего размера.

В какой-то момент из потока конденсируется столь много жидкости, что она может образовать залежь. Наиболее глубокопогруженные нефтяные залежи обнаружены в юре. Однако основное количество нефти конденсируется при резком снижении давления в момент прорыва мощного флюидоупора. На севере Западной Сибири верхнеюрский-нижнемеловой региональный флюидоупор располагается на глубине 3-4 км. После его прорыва углеводородный поток заполнял соседние по вертикали резервуары (БУ₁₄-БУ₈). Далее в их пределах происходила гравитационная сегрегация. Газ занял верхнюю часть ловушек, а жидкость сформировала нефтяные оторочки. После этого газ (газоконденсат) газовых шапок мигрировал через покрывку в вышележащие ловушки, расположенные выше (Баталин и др., 2008). При этом состав восходящего потока постепенно облегчался с уменьшением глубины из-за конденсации наиболее тяжелых фракций C_{5+} .

С использованием данных представлений рассчитаем изменение компонентного состава залежей. Для упрощения объединим расположенные рядом пласты Уренгоя, имеющие газонефтяные контакты на одной глубине. Получим "объединенные" залежи $G_0 \dots G_8$ (табл. 1). Расчет фазовых превращений выполнялся по уравнению состояния Пенга-Робинсона; за исходный брался фактический состав газоконденсата залежи G_8 (глубина 3650 м). Результаты расчета в сопоставлении с фактическими данными (Гриценко, 1983) приведены в таблице 1 и на рис. 1.

Из таблицы видно, что с уменьшением глубины доля метана увеличивается, а доля компонентов C_2 - C_{5+} уменьшается. В реальности, однако, отмечается повышенное (по сравнению с расчетами) и увеличивающееся с уменьшением глубины содержание метана, что требует объяснения.

| Объединенная залежь | Залежь | Глубина, м | C ₁ (мол.%) | | C ₂ (мол.%) | | C ₃ (мол.%) | | C ₄ (мол.%) | | C ₅₊ (мол.%) | |
|---------------------|--|------------|------------------------|----------------|------------------------|----------------|------------------------|----------------|------------------------|----------------|-------------------------|----------------|
| | | | Расчет | Фактич. данные | Расчет | Фактич. данные |
| G ₀ | ПК ₂₁ | 1800 | 83,30 | 93,76 | 8,52 | 3,5 | 3,50 | 0,18 | 1,44 | 0,28 | 2,25 | 1,34 |
| G ₁ | АУ ₉₋₁₀ | 2100 | 82,64 | - | 8,54 | - | 3,56 | - | 1,49 | - | 2,79 | - |
| G ₂ | БУ ₁₋₂ | 2300 | 82,22 | 89 | 8,55 | 5,15 | 3,59 | 2,33 | 1,51 | 1,08 | 3,16 | 1,44 |
| G ₃ | БУ ₅₋₆ | 2450 | 81,84 | 88,24 | 8,56 | 5,53 | 3,61 | 2,56 | 1,53 | 1,08 | 3,49 | 2,2 |
| G ₄ | БУ _{8⁰} , БУ ₈ БУ ₉ | 2620 | 81,49 | 87,26 | 8,56 | 5,30 | 3,64 | 2,23 | 1,55 | 0,95 | 3,80 | 3,48 |
| G ₅ | БУ _{10⁰} БУ ₁₀ БУ ₁₁ | 2750 | 81,37 | 86,24 | 8,57 | 5,32 | 3,64 | 2,58 | 1,55 | 1,15 | 3,90 | 3,87 |
| G ₆ | БУ ₁₂ | 2850 | 81,24 | 86,2 | 8,57 | 5,74 | 3,65 | 2,33 | 1,56 | 0,99 | 4,02 | 2,81 |
| G ₇ | БУ ₁₃ , БУ ₁₄ | 3000 | 80,97 | 81,61 | 8,57 | 6,86 | 3,66 | 3,19 | 1,57 | 1,33 | 4,26 | 6,19 |
| G ₈ | Ач ₃₋₄ , Ач ₅ | 3650 | 78,35 | 78,35 | 8,60 | 8,60 | 3,80 | 3,80 | 1,68 | 1,68 | 6,66 | 6,66 |

Табл. 1. Компонентный состав газовых залежей $G_0 \dots G_8$ Уренгоя

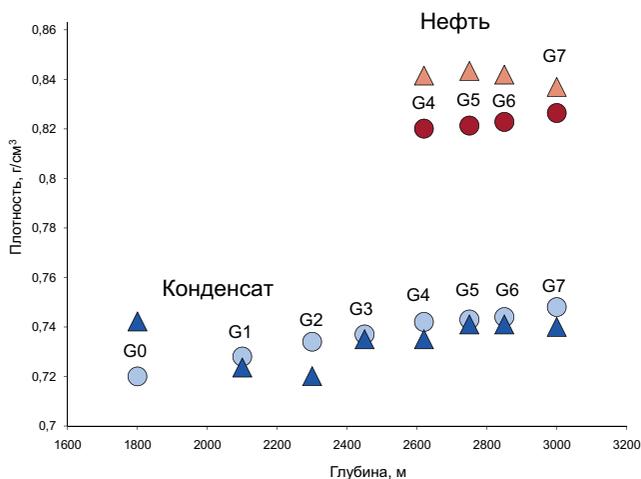
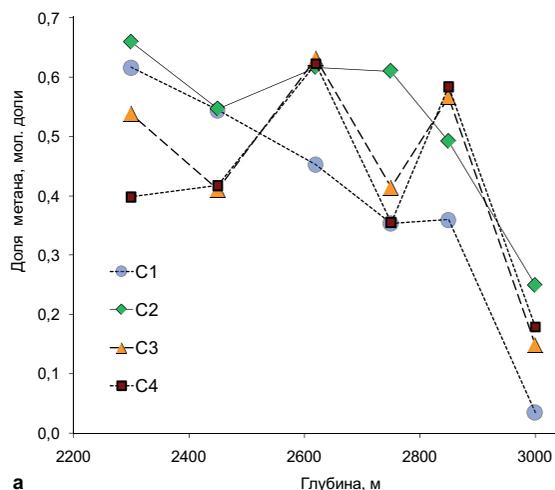


Рис. 1. Плотности нефти и конденсата залежей на разной глубине. Красные значки – нефть, синие – конденсат; треугольнички – фактические данные (усредненные), кружки – результаты расчета.

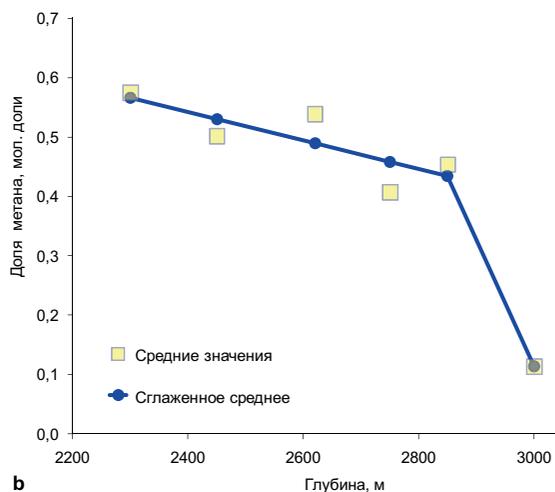
Дополнительные факторы трансформации потока

Повышенная доля метана может объясняться его дополнительным поступлением из иных источников. Так, в работе (Littke et al., 1999) увеличение содержания метана в сеномане объясняют выходом метана из пластовых вод. Пластовые воды севера Западной Сибири предельно насыщены метаном, поэтому во время неогенового поднятия из-за изменения растворимости он выделялся в свободную фазу. С целью проверки этого предположения для каждого из компонентов C_1, \dots, C_4 был рассчитан объем метана, который надо дополнительно ввести в систему, чтобы получилось соответствие результатов расчета с фактическими данными. Результаты приведены на рис. 2а. Из рисунка видно, что на заданной глубине для всех рассматриваемых компонентов C_1, \dots, C_4 добавляется практически одинаковое количество метана (около 40-60% на 2300-2850 м), что свидетельствует о правильности исходного предположения. Усредним по всем компонентам полученные значения дополнительного объема метана, затем заменим результат линейной корреляцией по глубине в интервале 2300-2850 м и средним значением на глубине 3000 м (при усреднении компоненты C_2, C_3, C_4 брались с весом единица, C_1 – с весом три). Результаты расчетов представлены на рис. 2б. Усредненная указанным способом добавка метана в интервале 2300-2850 м составляет 43-58%, на глубине 3000 м – 10%. Добавка уменьшается с увеличением глубины (рис. 2б).

Рассчитанные значения дополнительного объема метана коррелируют с данными по изменению плотности нефти нефтяных оторочек с глубиной. Привнесенный в систему метан растворяет в себе легкие фракции нефти (пласты G_4-G_7), поэтому плотность нефти увеличивается. На глубине 3000 м количество добавленного метана невелико (рис. 2б) – отличие расчетной плотности нефти от фактических значений небольшое (рис. 1). На глубине 2620-2850 м дополнительно поступившего метана больше, соответственно увеличивается разница в плотностях нефти. Связь потери легких фракций нефти с увеличением ее плотности иллюстрируется рисунком 3. Так, температура



а



б

Рис. 2. Результаты расчета дополнительного объема метана, поступившего в систему из внешнего источника, по данным о содержании компонентов C_1-C_4 в газе залежей (а). Средние значения и сглаженное среднее (б).

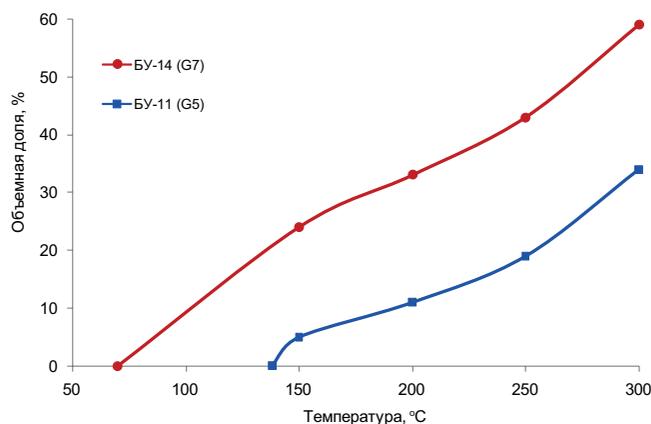


Рис. 3. Объемная доля выхода нефти от температуры для залежей $BU_{14} (G_7)$ и $BU_{11} (G_5)$

начала кипения нефти BU_{14} (входит в группу пластов G_7) составляет $70^\circ C$ – ее плотность $0,8370 \text{ г/см}^3$. У нефти BU_{11} (входит в группу G_5) легкие фракции отсутствуют (кипение начинается при температуре $138^\circ C$) – соответственно увеличивается плотность нефти до значения $0,858 \text{ г/см}^3$.

На рисунке 4 приведены результаты расчета содержания компонентов C_1-C_4 в газовых залежах на разной глубине с учетом дополнительно поступившего метана.

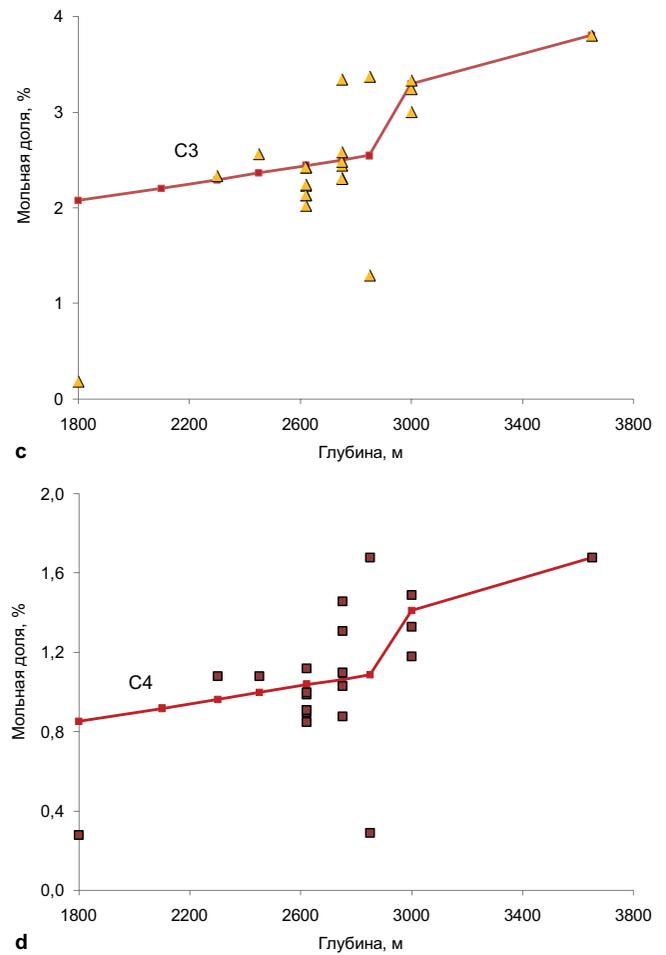
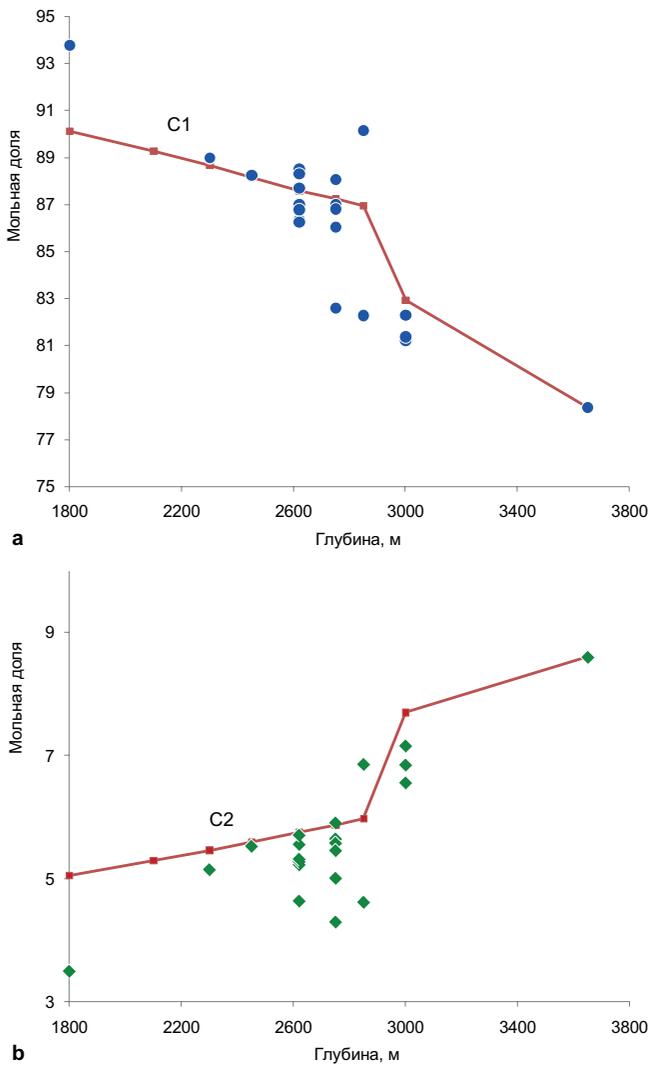


Рис. 4. Содержание компонентов C_1, \dots, C_4 в газе залежей на разной глубине. Символы – фактические данные: C_1 – (a), C_2 – (b), C_3 – (c), C_4 – (d). Кривые – результаты расчета.

При расчете содержания компонентов C_{5+} в газе учитывалось, что приход дополнительного метана сначала понижает долю C_{5+} в смеси. Далее, при наличии в пласте нефтяной оторочки, компоненты C_{5+} нефти растворятся в пришедшем метане, в итоге в пластах с нефтяной оторочкой (залежи G_4-G_7 , глубина 2620-3000 м) доля C_{5+} в газе останется без изменения – той же, что и до прихода дополнительного метана. На меньших глубинах доля C_{5+} в газе уменьшается, так как здесь нефтяные оторочки отсутствуют. Результаты расчета C_{5+} представлены на рис. 5.

Из рис. 4 и 5 следует, что результаты расчетов хорошо соответствуют фактическим данным на интервале 2300-3000 м.

В работе (Littke et al., 1999) предполагалось, что насыщенные метаном воды пришли на север Западной Сибири из района средней Оби. Такой вариант, однако, подвергался сомнению на основе геологических и геохимических данных (Murtis, 2001). Существование восходящего углеводородного потока в течение продолжительного времени дает основание утверждать, что пластовые воды за время до неогенового поднятия предельно насытились метаном в силу его хорошей растворимости в воде.

На глубине 1800 м содержание C_2, C_3, C_4 много меньше расчетного (рис. 4). Здесь низкую долю компонентов C_{2+} связывают с интенсивным микробиальным преобразованием углеводородов в метан, отмечаемым на

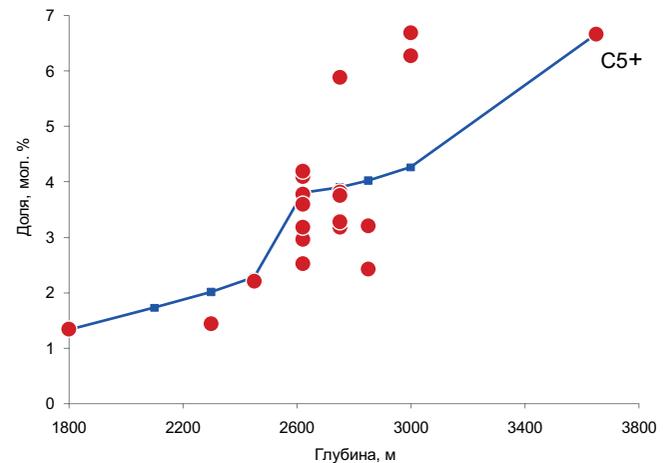


Рис. 5. Содержание C_{5+} в залежах на разной глубине. Кружки – фактические данные, кривая – результаты расчета.

месторождениях Западной Сибири на глубине до 1800 м (Milkov, 2010), что в итоге приводит к формированию в сеномане месторождений практически чистого метана.

Заключение

Основным механизмом трансформации восходящего углеводородного потока являются фазовые превращения. При этом необходимо учитывать и другие факторы. Показано, что к составу залежей неокома добавляется

вышедший из воды метан: в интервале 2300-2850 м в объеме около 50 мол.%, на глубине 3000 – 10 мол.%. Метан вымывает легкие фракции нефти (в пластах, где есть нефтяная оторочка), увеличивая плотность нефти. Бактериальная деградация углеводородов приводит к формированию в сеномане месторождений практически чистого метана. Показано, что учет дополнительных явлений, таких как выход метана из воды во время неогенового поднятия, микробильное преобразование углеводородов на глубине менее 1800 м, обеспечивает хорошее соответствие результатов расчета физико-химических свойств флюидов залежей с фактическими данными по всему осадочному разрезу.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю признательность А.Н. Дмитриевскому за поддержку и помощь в написании работы.

Авторы выражают большую благодарность рецензенту доктору геолого-минералогических наук, профессору А.И. Обжирову за ценные критические замечания, которые позволили существенно улучшить статью.

Финансирование

Работа подготовлена при поддержке программы ФНИ государственных академий наук на 2013-2020 гг. по направлениям №№ 131, 132 (AAAA-A19-119013190038-2).

Литература

- Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. (2008). Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 248 с.
- Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. (1983). Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. М.: Недра, 263 с.
- Дмитриевский А.Н. (2008). Полигенез нефти и газа. *ДАН*, 419 (3), с. 373-377.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. (2008). Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли». *Дегазация Земли: Геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы*. М.: ГЕОС, с. 3-6.
- Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. (1999). Происхождение природных газов гигантских газовых залежей Севера Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 1-2, с. 45-56.
- Прасолов Э.М. (1990). Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л.: Недра, 283 с.

Пуанова С.А., Шустер В.Л. (2018). Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубоководных доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(2), с. 67-80. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

Сиротенко О.И., Титова Г.И. (2002). Модель миграционно-аккумуляционных процессов в баженовской свите, вскрытой Тюменской сверхглубокой скважиной (СГ-6). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с.23-26.

Фрик М.Г., Титова Г.И., Батова И.С., Быкова Н.В. (2009). Геохимические показатели зон локализации глубинных углеводородов на севере Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с.73-80.

Batalin O., Vafina N. (2017). Condensation Mechanism of Hydrocarbon Field Formation. *Scientific Reports*, 7: 10253. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7>

Fjellanger E., Kontorovich A.E., Barboza S.A. et al. (2010). 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, 7, pp. 659-668. <https://doi.org/10.1144/0070659>

Littke R., Cramer B., Gerling P. et al. (1999). Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 83, pp. 1642-1665. <https://doi.org/10.1306/E4FD4233-1732-11D7-8645000102C1865D>

Liu Z., Moldovan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., Peters K.E. (2016). Oil families and mixed oil of the North-Central West Siberian basin, Russia. *AAPG Bulletin*, 100(3), pp. 319-343. <https://doi.org/10.1306/12111514199>

Milov A.V. (2010). Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools. *AAPG Bulletin*, 94, pp. 1485-1541. <https://doi.org/10.1306/01051009122>

Morris R.J. (2001) Gas generation and accumulation in the West Siberian Basin: Discussion. *AAPG Bulletin*, 85, pp. 1891-1892. <https://doi.org/10.1306/8626D09F-173B-11D7-8645000102C1865D>

Сведения об авторах

Олег Юрьевич Баталин – канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, лаборатория глубинных источников углеводородов, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: oleg_batalin@mail.ru

Наиля Гаделевна Вафина – канд. тех. наук, ведущий научный сотрудник, лаборатория глубинных источников углеводородов, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 24.08.2018;
Принята к публикации 15.02.2019;
Опубликована 01.09.2019

IN ENGLISH

Transformation of deep fluid flow in the process of oil and gas field formation of north Western Siberia

O.Yu. Batalin*, N.G. Vafina

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Oleg Yu. Batalin, e-mail: oleg_batalin@mail.ru

Abstract. Since the discovery of giant hydrocarbon fields in the north of Western Siberia, no unified concept regarding the mechanism and stages of their formation has been developed. This paper on the example of the Urengoy field demonstrates that the formation of HC accumulations from Jurassic to Cenomanian is related to hydrocarbon fluids, flowing upwards from the deep depth, and their subsequent transformation. In the sedimentation process, the gases of the secondary kerogen destruction form an upward fluid flow,

which dissolves oil components from source rocks and carry them to shallower depths. The formation waters of the north Western Siberia are methane-saturated; so, due to changes in its solubility during the Neogene uplift, methane comes out into a free phase. The calculations were performed on the upward flow phase separation and oil and gas content changes in reservoirs with depth. The addition of 50 mole% of methane released from the water to the Neocomian reservoirs gives a good agreement on the C1-C4 components

and the C5+ content in the formation gas. The calculations were based on the proposition that methane captures light fractions from oil rims, thus increasing oil density. At shallow depths, the hydrocarbons are biodegraded, which leads to formation of almost pure methane accumulations in the Cenomanian reservoirs. The main mechanism of the upward flow transformations, controlling the oil and gas accumulation, is phase transitions. The additional factors, like methane dissolution in water and its transition into a free phase, microbial converting of hydrocarbons assure consistency between the calculated formation fluid properties and the actual data in the entire sedimentary section.

Keywords: deep fluids, phase transitions, condensation mechanism, primary migration, hydrocarbon field formation, methane dissolution, Western Siberia, Urengoy field

Acknowledgements/Funding

The authors are sincerely grateful to A.N. Dmitrievsky for his support and assistance in writing the work. The authors are grateful to the reviewer A.I. Obzhirov for valuable critical comments, which have been very helpful in improving the manuscript.

The article is written in the framework of the State Contract No. AAAA-A19-119013190038-2.

Recommended citation: Batalin O.Yu., Vafina N.G. (2019). Transformation of deep fluid flow in the process of oil and gas field formation of north Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 25-30. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.25-30>

References

- Batalin O.Yu., Vafina N.G. (2008). Kondensatsionnaya model' obrazovaniya zalezhey nefi i gaza [Condensation model of oil and gas field formation]. Moscow: Nauka, 248 p. (In Russ.)
- Batalin O., Vafina N. (2017). Condensation Mechanism of Hydrocarbon Field Formation. *Scientific Reports*, 7: 10253. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7>
- Gricenko, A. I., Ostrovskaya, T. D., Yushkin, V. V. (1983). Uglevodorodnye Kondensaty Mestorozhdeniy Prirodnogo Gaza. [Hydrocarbon Condensates of Natural Gas Fields]. Moscow: Nedra, 263 p. (In Russ.)
- Dmitrievskii A.N. (2008). Polygenesis of oil and gas. *Doklady Earth Sciences*, 419(2), pp. 373-377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>
- Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M. (2008). Hydrocarbon branch of degassing in studies on the problem of "Degassing the Earth". *Degasatsiya Zemli: Geodinamica, Geofluidy, Neft, Gas i ih Paragenesy* [Degassing of

the Earth: Geodynamics, geofluids, oil, gas and their parageneses], Moscow: GEOS, pp. 3-6 (In Russ.)

Fjellanger E., Kontorovich A.E., Barboza S.A. et al. (2010). 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, 7, pp. 659-668. <https://doi.org/10.1144/0070659>

Littke R., Cramer B., Gerling P. et al. (1999). Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 83, pp. 1642-1665. <https://doi.org/10.1306/E4FD4233-1732-11D7-8645000102C1865D>

Liu Z., Moldowan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., Peters K.E. (2016). Oil families and mixed oil of the North-Central West Siberian basin, Russia. *AAPG Bulletin*, 100(3), pp. 319-343. <https://doi.org/10.1306/12111514199>

Milkov A.V. (2010). Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools. *AAPG Bulletin*, 94, pp. 1485-1541. <https://doi.org/10.1306/01051009122>

Murris R.J. (2001) Gas generation and accumulation in the West Siberian Basin: Discussion. *AAPG Bulletin*, 85, pp. 1891-1892. <https://doi.org/10.1306/8626D09F-173B-11D7-8645000102C1865D>

Nemchenko N.N., Rovenskaya A.S., Shoell M. (1999). Origin of natural gases of giant gas pools on the north of West Siberia, *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 1-2, pp. 45-56 (In Russ.)

Prasolov E.M. (1990). Izotopnaya geokhimiya i proiskhozhdeniye prirodnykh gazov [Isotope geochemistry and the origin of natural gases]. Leningrad: Nedra, 283 p. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L. (2018). A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp.67-80. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

Sirotenko O.I, Titova G.I (2002). A model of migration-accumulation processes in the Bazhenov suite, discovered by the Tyumen superdeep borehole (SG-6). *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiyanikh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2, pp. 23-26 (In Russ.)

About the Authors

Oleg Yu. Batalin – PhD (Physics and Mathematics), Leading Researcher, Laboratory of deep hydrocarbon sources, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation
E-mail: oleg_batalin@mail.ru

Nailya G. Vafina – PhD (Engineering), Leading Researcher, Laboratory of deep hydrocarbon sources, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 24 August 2018;

Accepted 15 February 2019;

Published 1 September 2019