

Расчет роста порового давления с глубиной из-за генерации углеводородных флюидов

О.Ю. Баталин*, Н.Г. Вафина

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *oleg_batalin@mail.ru

Аннотация. Рост порового давления с увеличением глубины плохо поддается теоретическому моделированию из-за трудностей расчета динамики выхода воды из пород и затруднений с расчетом давления, связанного с генерацией углеводородов при деструкции органического вещества. В работе представлена модель образования аномально высокого порового давления на этапе преобразования нефтяных углеводородов в газовые. Выполнены расчеты роста давления для характерных условий севера Западной Сибири. Расчеты показали, что давление трещинообразования, составляющее 0.8 от литостатического, зависит от принятых допущений модели и достигается на глубине от 6.15 до 6.8 км. Если принять во внимание также и другие факторы роста давления, прежде всего, неравновесное уплотнение пород, глубина трещинообразования смещается на ~5.5–6 км. Это соответствует глубине обнаружения микрошвов гидроразрыва на 5.7 км в ядрах сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7. Возникновение системы микротрещин обеспечивает транспортировку нефтяных углеводородов в составе восходящего газового потока, образование нефтяных месторождений на меньших глубинах.

Ключевые слова: генерация углеводородных флюидов, аномально высокое поровое давление, глубина трещинообразования, микрошвы гидроразрыва, Западная Сибирь.

Для цитирования: Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Расчет роста порового давления с глубиной из-за генерации углеводородных флюидов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art1>

Введение

Аномально высокое поровое давление в нефтегазоносных бассейнах является обычным явлением [1, 2]. Существует много объяснений увеличения давления выше гидростатического [3]. Основными причинами считается неравновесное уплотнение пород (см., например, [4]) и образование углеводородных флюидов из керогена [5–9]. На большой глубине из-за уменьшения проницаемости пород флюидный отток затруднен, вода не может быстро выйти из породы, из-за чего на поровые флюиды во все большей степени передается нагрузка вышележащих пород. Генерация углеводородных флюидов при термическом преобразовании органического вещества вызывает рост порового давления в силу того, что углеводороды по отношению к керогену имеют меньшую плотность – увеличение объема флюидов приводит к быстрому росту давления в ограниченном поровом пространстве нефтематеринских пород.

Преобразование керогена в углеводородные флюиды происходит в два этапа. На первом, начиная с температуры 80–90 °С, кероген переходит во флюид, содержащий нефтяные компоненты с большим молекулярным весом. Данный этап в основном завершается при температуре 150–170 °С. На втором этапе происходит преобразование нефтяных компонентов в газовые (C₁–C₄). Процесс начинается ориентировочно при 160 °С, заканчивается при 200–220 °С. Газовые компоненты C₂–C₄ испытывают дальнейшую деструкцию, постепенно превращаются в метан и углерод. На первом этапе, при образовании нефтяных углеводородов из керогена, рост давления происходит медленно, давление может достигать литостатического, но лишь при условии, что отток флюидов из пород сильно затруднен [10]. На втором этапе, при образовании газа из нефтяных углеводородов, рост давления происходит много быстрее – давление быстро достигает литостатического, а затем превосходит его [5].

Быстрый рост порового давления при образовании газа обусловлен следующим. При фиксированном объеме давление газа P пропорционально $n \cdot R \cdot T$, где n – число молей флюида, R – газовая постоянная, T – абсолютная температура. При деструкции 1 моля нефтяных углеводородов может образовываться 10 молей газа (молекулярная масса нефтяных углеводородов ~200, газа ~20). То есть число молей n увеличивается в 10 раз – соответственно увеличивается и давление. Баркер первым рассмотрел рост давления в процессе деструкции «нефти» [5]. Он показал, что преобразование в газ всего 5% нефтяных углеводородов приводит к столь резкому росту давления, что уже на глубине 4 км давление превышает литостатическое. Модель, которую использовал Баркер, была упрощенной, но наглядно показала, что образование газов приводит к резкому увеличению давления.

Объяснение выхода нефтяных углеводородов из материнских пород (проблема первичной миграции) все чаще связывают с образованием трещин. В нашем случае образование газов вторичной деструкции ведет к росту порового давления. Достижение давления 0.7–0.9 от литостатического создает систему микротрещин, что обеспечивает хорошую проницаемость пород, приводит к возникновению восходящего потока. Газы вторичной деструкции захватывают из материнских пород нефтяные углеводороды и переносят их на меньшие глубины, где при конденсации жидкой фазы образуются нефтяные залежи [11].

Целью настоящей работы является моделирование роста давления, вызванного газами вторичной деструкции, и определение глубины возникновения трещин. Усовершенствованием по отношению к предыдущим моделям будет то, что «нефть» и газ, образующиеся при первичной и вторичной деструкции представляются многокомпонентными смесями. Это позволяет проследить за изменением состава и фазового состояния флюида на всех этапах деструкции, в том числе, определить их на момент возникновения трещин. Начальный состав восходящего углеводородного потока задает исходные параметры для задачи расчета фазового разделения потока на меньших глубинах, предсказания свойств флюидов образующихся углеводородных залежей.

Модель

Рассматриваются следующие процессы: генерация нефтяных и газовых компонентов при погружении пород, соответствующее повышение порового давления, образование микротрещин. Используется двухстадийная модель крекинга. Считается, что из керогена сначала получается «нефть», затем из нее образуется газ с растворенными нефтяными компонентами. В работе их составы задаются по характерным для Западной Сибири образцам нефти и газа. Нефть представлена десятью фракциями по усредненной разгонке «первичных нефтей» Западной Сибири [12], газ – как средний состав газовых компонентов газоконденсата пластов БУ₁₃ и БУ₁₄ Уренгойского месторождения (см. табл. 1).

Таблица 1

Составы «нефти» (а) и «газа» (б)

а) Состав нефти (фракции)

Фракция	Мол. доля, %	Фракция	Мол. доля, %
F ₁	0	F ₆	12.987
F ₂	14.464	F ₇	10.581
F ₃	8.601	F ₈	7.848
F ₄	8.338	F ₉	6.667
F ₅	14.059	F ₁₀	16.455

b) Состав газа (газовые компоненты без C₅₊)

Компонент	Мол. доля, % (исходная смесь)	Мол. доля, % (без C ₅₊)
N ₂	0.45	0.48
CO ₂	0.37	0.39
C ₁	81.275	86.91
C ₂	7.005	7.49
C ₃	3.165	3.38
iC ₄	0.585	0.63
nC ₄	0.67	0.72
C ₅₊	6.48	–

При генерации нефтяных углеводородов возникающее увеличение давления быстро релаксирует из-за того, что на малых глубинах породы характеризуются хорошей проницаемостью. Поэтому увеличение давления, связанное с образованием нефтяных компонентов, на этой стадии не учитывается. То есть поровое давление полагается равным гидростатическому. Предполагается, что увеличение порового давления начинается с момента образования газов вторичной деструкции. На глубине более 4 км породы характеризуются низкой проницаемостью. Флюиды не могут быстро выйти из порового пространства, где они образовались. Сгенерированные флюиды остаются в нефтематеринских породах до момента трещинообразования.

В начальный момент в поровом объеме находится «нефть» и вода (рис. 1). Далее, при погружении, в результате деструкции образуется газ и углефицированный остаток (кокс/графит). Получившийся флюид последовательно трансформируется по схеме: «нефть» – летучая «нефть» – газоконденсат (жирный газ) – сухой газ. С увеличением глубины происходит изменение порового объема системы, обусловленное увеличением литостатической нагрузки и противодействием этому со стороны флюидной системы (вызванному образованием газовых компонентов).

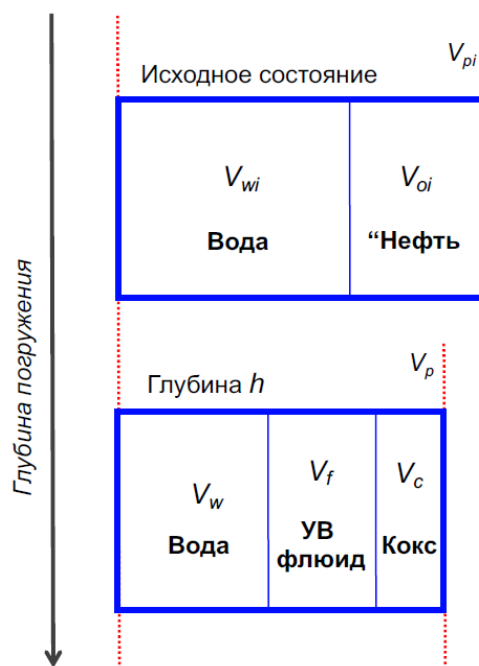


Рис. 1. Изменение объема флюидов поровой системы с увеличением глубины

Жидкая фаза, полученная из керогена («нефть»), переходит в газ и графит в соотношении 55:45 соответственно. При этом графит занимает 17.5% от исходного объема «нефти». В рассматриваемом процессе образуется однофазный флюид, который на больших глубинах находится в сверхкритическом состоянии.

Итак, на начальной глубине h_i имеем пластовую температуру T_i и давление P_i , которое полагается равным гидростатическому давлению. Здесь поровый объем V_{pi} является суммой объема воды V_{wi} и объема нефтяных компонентов («нефти») V_{oi} :

$$V_{pi} = V_{wi} + V_{oi}. \quad (1)$$

С увеличением глубины h «нефть» постепенно переходит в газ и углефицированный остаток. Поровый объем V_p записывается как

$$V_p = V_w + V_f + V_c, \quad (2)$$

где V_w – объем воды, V_f – объем газированной «нефти» (углеводородного флюида), V_c – объем кокса. Определяются коэффициенты сжимаемости «нефти» c_o , воды c_w и порового пространства c_p , а также соответствующие коэффициенты термического расширения: α_o , α_w и α_p .

Поровый объем V_p является функцией литостатического давления (нагрузки) P_c , порового давления P и температуры T . Согласно [6] можно записать

$$V_p(P_c, P, T) = V_{pi} \exp[E(\Delta p) + \alpha_p \Delta T], \quad (3)$$

где обозначено $\Delta p = P - P_i$, $\Delta T = T - T_i$.

$$E(\Delta p) = -c_p^\infty \Delta p_e + \beta p^* \left[\exp\left(-\frac{p_e}{p^*}\right) - \exp\left(-\frac{p_{ei}}{p^*}\right) \right]. \quad (4)$$

Константы c_p^∞ , p^* , и β определяются из обработки экспериментальных данных по формуле

$$c_p = c_p^\infty + \beta \exp\left(-\frac{p_e}{p^*}\right), \quad (5)$$

где p_e – эффективное поровое давление.

Объем воды есть

$$V_w = V_{wi} \exp(-c_w \Delta p + \alpha_w \Delta T). \quad (6)$$

Найдем объем сгенерированного углеводородного флюида V_f . Сначала это «нефть», потом в зависимости от степени деструкции «нефть» – летучая нефть или газоконденсат. Если обозначить исходную массу «нефти» как M_{oi} , то масса газированной «нефти» (углеводородного флюида) будет меньше на массу кокса, который образовался в процессе деструкции. Масса кокса составит $M_{oi} F (1 - R)$, где F – фактор, определяющий степень деструкции, R – фактор, указывающий, какая массовая часть испытавшей деструкцию «нефти» перешла в газ; остальная часть, то есть $(1 - R)$ трансформируется в кокс. Получаем

$$M_f = M_{oi} (1 - (1 - R) F) \quad (7)$$

Определяя массы M_{oi} и M_f через соответствующие плотности ρ_{oi} , ρ_f и объемы V_{oi} , V_f запишем (7) в виде

$$V_f = \eta V_{oi} [1 - (1 - R) F], \quad (8)$$

где по определению

$$\eta = \rho_{oi} / \rho_f. \quad (9)$$

Баркер [5], рассматривая преобразования нефтяных углеводородов в газ и кокс, пришел к выводу, что объем кокса V_c составляет 17.5% от объема нефти, которая испытала полную деструкцию. Воспользуемся этими соотношениями и запишем

$$V_c = K_c F V_{oi}, \quad (10)$$

где K_c – объемная доля кокса ($K_c=0.175$).

Подставляя формулы (3), (6), (8) и (10) в (2), получаем

$$V_{pi} \exp[E(\Delta p) + \alpha_p \Delta T] = V_{wi} \exp(-c_w \Delta p + \alpha_w \Delta T) + \eta V_{oi} [1 - (1 - R)F] + K_c F V_{oi}. \quad (11)$$

Переписывая это соотношение в виде

$$\left(1 + \frac{1}{v}\right) \exp[E(\Delta p) + \alpha_p \Delta T] = \frac{1}{v} \exp(-c_w \Delta p + \alpha_w \Delta T) + \eta [1 - (1 - R)F] + K_c F \quad (12)$$

и перенося все слагаемые в одну сторону, получаем итоговую формулу для расчета порового давления

$$\left(1 + \frac{1}{v}\right) \exp[E(\Delta p) + \alpha_p \Delta T] - \frac{1}{v} \exp(-c_w \Delta p + \alpha_w \Delta T) - \eta [1 - (1 - R)F] - K_c F = 0. \quad (13)$$

Уравнение (13) решается относительно Δp . По определению, $\Delta p = P - P_i$ является отклонением порового давления от значения давления на глубине h_i .

Для рассматриваемого региона задаются следующие начальные условия:

$$h_i = 4.5 \text{ км},$$

$$T_i = 127.5^\circ \text{C},$$

$$P_i(\text{лито}) = 105.9 \text{ МПа},$$

$$P_i(\text{гидро}) = 44.1 \text{ МПа}.$$

В расчетах используется система уравнений Аррениуса, описывающая трансформацию нефтяных компонентов в газовой. Расчеты фазового поведения и физико-химических характеристик флюидов осуществляются с помощью уравнения состояния Пенга – Робинсона.

Скорость погружения пород в районе Уренгоя задается равной 30 м/млн лет. Температура ($^\circ\text{C}$) от глубины (в км) определяется в виде

$$T(h) = 25 h + 15. \quad (14)$$

Отсюда темп роста температуры составляет $0.75^\circ\text{C}/\text{млн лет}$.

Перевод массовой доли газа F_{gas} в молярную долю X_{gas} осуществляется по формуле

$$X_{gas} = \frac{F_{gas} M_{oil}}{F_{gas} M_{oil} + (1 - F_{gas}) M_{gas}}, \quad (15)$$

где $M_{gas} = 18.77639$, $M_{oil} = 196.03110$.

В силу того, что с увеличением глубины «нефть» переходит в газ и кокс, причем их общая масса остается неизменной, доля газа F_{gas} есть

$$F_{gas} = \frac{RF}{(1-F) + RF}, \quad (16)$$

где F – доля нефти, перешедшая в газ и кокс (доля газа и кокса).

Важно знать глубину образования микротрещин, так как первичная миграция до этого момента невозможна из-за отсутствия предпосылок выхода в коллектор микропорций жидкой фазы, запечатанной в изолированных микропорах вместе с керогеном, из которого она образовалась. В расчетах полагается, что трещинообразование возникает при достижении давления, составляющего 0.8 от литостатического.

Результаты расчета

Рассмотрены три случая, характеризующиеся определенными предположениями о связности поровой системы и сжимаемости порового объема, представленными ниже. Результаты расчетов приведены на рис. 2.

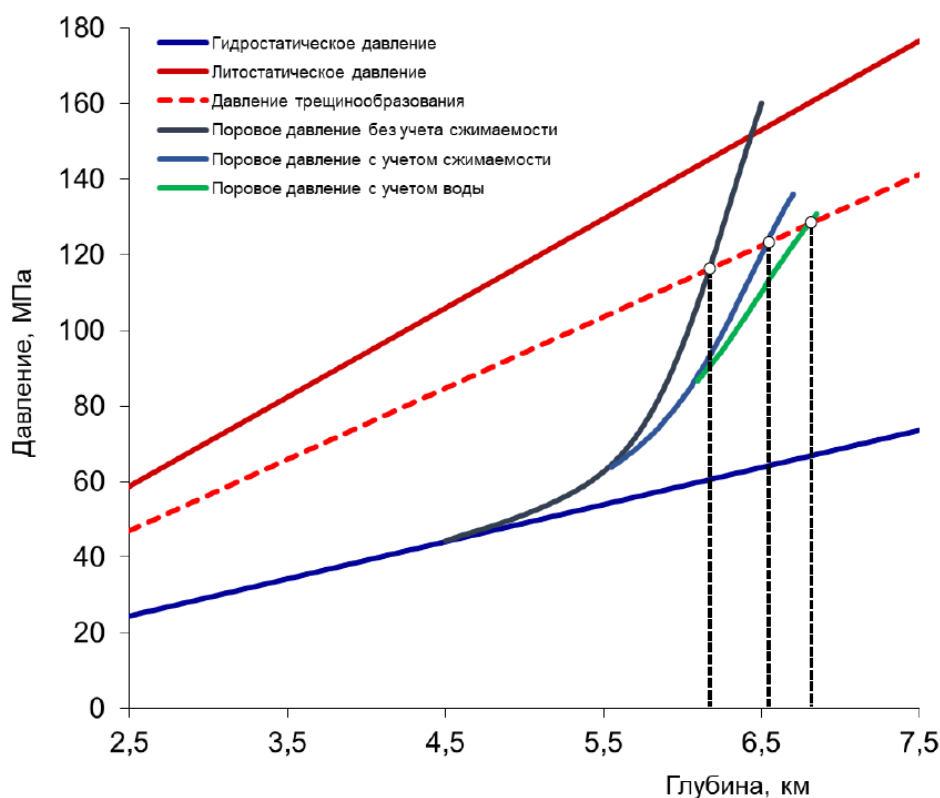


Рис. 2. Результаты расчета изменения порового давления с глубиной при разных предположениях: в случае неизменного объема порового пространства, когда поровый объем зависит от литостатической нагрузки и сжимаемости порового пространства и в случае, когда изначально в поровом пространстве вместе с «нефтью» присутствует вода

Случай фиксированного порового объема. В данном случае считается, что изначально частицы керогена со всех сторон окружены породой. При этом объем пространства, то есть оболочка, в которую заключены эти частицы, не изменяется с увеличением глубины. То есть объем остается постоянным на протяжении всего процесса деструкции керогена, при образовании из него жидких и газовых углеводородов, а также углеродистого остатка (кокса). Этот случай является аналогом бомбы PVT, когда исследуют фазовое поведение и изменение давления флюидной системы для заданного компонентного состава. Как показали расчеты, если считать объем порового пространства (кероген + углеводородные флюиды) неизменным, давление трещинообразования достигается на глубине 6.15 км (см. рис. 2).

Учет сжимаемости порового объема. Более реалистичным выглядит случай, когда объем порового пространства изменяется от литостатической нагрузки и параметров сжимаемости порового пространства. Принимались следующие значения:

$$c_p^\infty = 10^{-9} Pa^{-1}, p^* = 6.48 * 10^6 Pa^{-1}, \alpha_p = 2 * 10^{-4} \text{град}^{-1}.$$

По результатам расчетов трещинообразование возникает на глубине 6.55 км. В этот момент происходит выход углеводородов из микропор во «внешнее» поровое пространство, заполненное водой, из-за чего давление углеводородного флюида в исходном поровом объеме падает.

Объединенное поровое пространство. Можно рассматривать не только поровое пространство, в котором изначально заключены частицы керогена (два предыдущих случая), а существенно большую поровую систему. Дело в том, что поры с керогеном не всегда отделены от порового пространства, заполненного водой. В одних случаях они отделены, а в других изначально примыкают к водной системе. Более того, даже в случае, когда изначально они разделены, при увеличении глубины из-за образования газовых углеводородов в некоторый момент оболочка прорывается, поры с углеводородами соединяются с водной системой. Поэтому можно рассматривать объединенную поровую систему, в которой изначально находятся кероген и вода. Точнее говоря, систему «нефть» плюс вода (расчет увеличения давления начинается с момента, когда весь кероген уже преобразовался в «нефть»). Для данной системы (в случае, когда начальные объемы «нефти» и воды равны) были выполнены расчеты увеличения давления с глубиной. Изотермическая сжимаемость воды и коэффициент теплового расширения задавались

$c_w=6.0 * 10^{-10} Pa^{-1}$ и $\alpha_w = 9.0 * 10^{-4}$ соответственно. Расчеты показали, что давление трещинообразования достигается на глубине 6.8 км (см. рис. 2).

В первых двух случаях момент трещинообразования можно ассоциировать с прорывом оболочек, в которые изначально были заключены частицы керогена, с соединением их с водной системой внутри нефтематеринских пород. В третьем случае при достижении давления трещинообразования образуется система микротрещин, пронизывающая весь объем нефтематеринских пород, возникает возможность выхода углеводородов из материнской породы (первичная миграция).

Выше мы рассматривали рост давления только из-за образования газовых углеводородов. При этом не учитывали рост порового давления, обусловленный запаздыванием выхода воды из нефтематеринских пород, а также образованием нефтяных углеводородов. Основываясь на примерах, приведенных в [4], можно видеть, что вклад в увеличение давления из-за неравновесного выдавливания воды очень важен. Из-за этого на глубине больше 4 км давление увеличивается на величину 0.3–0.5 от гидростатического давления. Поэтому, если в дополнение к увеличению давления из-за генерации углеводородов учесть увеличение давления, связанное с неравновесным выдавливанием воды, то глубина трещинообразования сместится в сторону меньших глубин. Так, в случае «объединенного порового пространства» глубина трещинообразования может передвинуться, ориентировочно, на 6 км. В двух других случаях, рассмотренных выше, – на еще меньшие глубины. Увеличение давления, вызванное преобразованием керогена в нефть, вероятно, небольшое, поэтому его не учитывали. Так, для рассмотренного в [7] случая расчетное увеличение давления составляет величину ~0.5 МПа.

Для района Уренгоя необходимо принимать во внимание еще один важный момент. В кайнозое на севере Западной Сибири наблюдалось поднятие, оцениваемое в 0.7 км [13]. Соответственно, породы с трещинами поднимутся на такую же глубину. В итоге, из-за всех указанных причин, глубина, на которой могут наблюдаться микротрещины, будет примерно на 1–1.5 км меньше относительно результатов приведенных выше расчетов, то есть в интервале от 5 до 6 км. Фактические данные соответствуют этому значению глубины. Микрошвы гидроразрыва, обнаруженные в кернах СГ-6, максимально проявляются в интервале 5100–5650 м [14]. В кернах СГ-7 с глубины 5663–5685 м выявлены горизонтальные микротрещины с раскрытием около 5 микрон.

Состав восходящего углеводородного потока очень важен. По нему можно построить фазовую диаграмму и определить глубину, на которой впервые происходит фазовая сепарация потока с образованием залежей нефти. Для рассматриваемого случая объединенного порового пространства состав потока, образующегося на глубине трещинообразования (6.7 км), представлен в таблице 2.

Таблица 2

**Компонентный состав восходящего потока,
образующегося на глубине трещинообразования**

Компонент/Фракция	Мол. доля, %
N ₂	0.409
CO ₂	0.336
C ₁	73.929
C ₂	6.371
C ₃	2.878
iC ₄	0.532
nC ₄	0.609
F ₁	1.307
F ₂	0.777
F ₃	0.753
F ₄	1.270
F ₅	1.307
F ₆	1.173
F ₇	0.956
F ₈	0.709
F ₉	0.602
F ₁₀	1.487

По данному составу построена фазовая диаграмма (рис. 3). На ней указан термобарический путь восходящего флюидного потока. Полученная фазовая диаграмма соответствует газоконденсату или летучей нефти. Мигрирующий флюид можно классифицировать как сверхкритический. Критическая температура – 130 °С, критическое давление – 52 МПа. Из рис. 3 следует, что фазовое разделение восходящего потока происходит впервые на глубине 4.8 км. Полученный результат соответствует фактическим

данным. В районе Уренгойского месторождения наиболее глубокие залежи нефти найдены в юрских отложениях, на глубине 3.8–4 км.

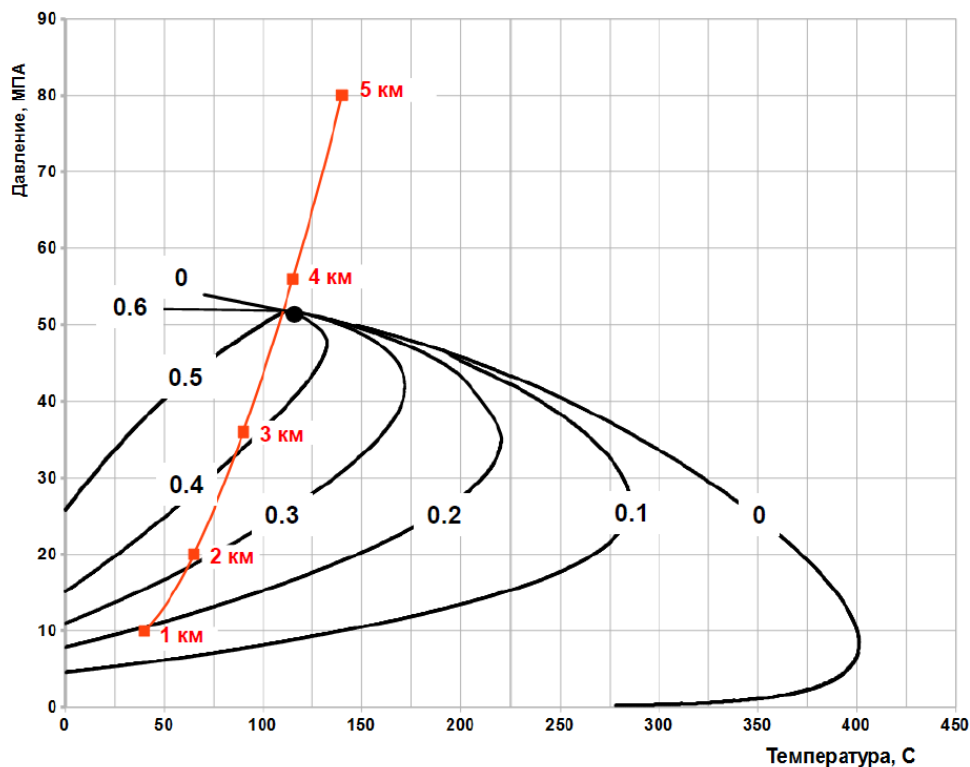


Рис. 3. Фазовая диаграмма восходящего углеводородного потока на глубине 6.7 км: черные кривые обозначают объемную долю жидкой фазы, красная кривая – термобарический путь восходящего потока, числами обозначены соответствующие глубины

Выводы

Получено уравнение для расчета роста внутрипорового давления с глубиной. Предполагается, что изначально в поровом пространстве находилась жидкая фаза (нефтяные углеводороды), получившаяся при деструкции керогена. Далее нефтяные углеводороды испытывают деструкцию, образуется газ. Учитывается, что объем порового пространства изменяется в зависимости от роста эффективного давления и плотности находящегося в ней флюида. Итоговое уравнение получено путем согласования литостатической нагрузки и давления, возникающего при термическом преобразовании «нефти» в газ.

Рассчитаны несколько вариантов роста давления, различающиеся начальной долей воды и показателем сжимаемости порового пространства, для условий, характерных для района Уренгойского месторождения. При учете вклада давления, связанного с

неравновесным выдавливанием воды, и кайнозойского поднятия показано, что давление трещинообразования достигается на глубине 5–6 км, что хорошо соответствует глубине обнаружения микрошвов гидроразрыва на 5.1–5.7 км в кернах сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7.

Разработанная методика расчета порового давления и глубины образования трещин, при достижении давления, составляющего 0.8 от литостатического, является первым расчетным блоком в конденсационной модели формирования залежей, в которой перенос нефтяных углеводородов осуществляется в газовом потоке. Поток возникает на глубине трещинообразования. При миграции вверх поток захватывает из материнских пород нефтяные углеводороды, которые потом конденсируются на меньших глубинах, образуя нефтяные месторождения.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. *Hunt J.M.* Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments // AAPG Bulletin. 1990. Vol. 74, No. 1. P. 1–12.
2. *Фенин Г.И.* Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 4. 20 с.
3. *Фертль У.Х.* Аномальные пластовые давления. М.: Недра, 1980. 397 с.
4. *Hantschel T., Kauerauf A.I.* Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag. 2009. 479 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>
5. *Barker C.* Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs // AAPG Bulletin. 1990. Vol. 74, No. 8. P. 1254–1261.
6. *Carcione J.M., Gangi A.F.* Gas generation and overpressure: Effects on seismic attributions // Geophysics. 2000. Vol. 65, No. 6. P. 1769–1779. <https://doi.org/10.1190/1.1444861>
7. *Chi G., Lavoie D., Bertrand R., Lee M.* Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in the Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada // Geofluids. 2010. Vol. 10. P. 334–350. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2010.00280.x>

8. Guo X., He S., Liu K., Zheng L. Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins // *Organic Geochemistry*. 2011. Vol. 42, No. 11. P. 1343–1350. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011.08.017>
9. Yu C., Guo X., Ren Z., Ren W., Yang G. Quantitative evaluation of hydrocarbon generation in the hinterland of Junggar Basin: Dongdao Haizibei depression // *Chinese Journal of Geology*. 2018. Vol. 53, No. 1. P. 207–220. <https://doi.org/10.12017/dzgx.2018.013>
10. Bredehoeft J.D., Wesley J.B., Fouch T.D. Simulations of the origin of fluid pressure, fracture generation, and the movement of fluids in the Uinta Basin, Utah // *AAPG Bulletin*. 1994. Vol. 78, No. 11. P. 1729–1747. <https://doi.org/10.1306/a25ff279-171b-11d7-8645000102c1865d>
11. Batalin O., Vafina N. Condensation mechanism of hydrocarbon field formation // *Scientific Reports*. 2017. Vol. 7. Article 10253. 9 p. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7>
12. Жузе Н.Г. Остаточная нефтенасыщенность залежей неокома севера Западной Сибири – дополнительный источник УВ-сырья // *Геология нефти и газа*. 1989. № 11. С. 8–14.
13. Littke R., Cramer B., Gerling P. et al. Gas generation and accumulation in the West Siberian Basin // *AAPG Bulletin*. 1999. Vol. 83, No. 10. P. 1642–1665. <https://doi.org/10.1306/e4fd4233-1732-11d7-8645000102c1865d>
14. Янаскурт О.В., Горбачев В.И. Литогенез и факторы формирования глубинной пористости отложений триаса, нижней и средней юры Тюменской скважины // Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования. Научное бурение в России: Сб. науч. докл. совещ. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. Вып. 4. С. 194–203.

Calculation of pore pressure increase with depth due to hydrocarbon fluid generation

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

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

E-mail: *oleg_batalin@mail.ru

Abstract. The pore pressure increase with depth is hard to simulate due to the difficulties in accounting for a water escape from rocks and in calculating a pressure associated with hydrocarbon fluid generation. The paper presents a model of high reservoir pressure formation, considering the main factors affecting the pressure growth during oil component thermal conversion into the gas ones. Calculations were performed for the conditions of the north of Western Siberia. The results showed that the fracturing pressure, which is 0.8 of lithostatic, depends on the model assumptions and is reached at a depth of 6.15 km to 6.8 km. Accounting for other factors as well and, first of all, a nonequilibrium rock compaction, the fracturing depth shifts to 5.5–6 km. This corresponds to the depth of micro-fracturing observed at 5.7 km in the cores from superdeep wells SG-6 and SG-7. The formation of the connected fracture network provides the possibility of oil hydrocarbons transporting in the upward gas flow and the formation of oil fields at shallower depths.

Keywords: hydrocarbon fluid generation, high pore pressure, fracturing depth, superdeep wells, Western Siberia.

Citation: *Batalin O.Yu., Vafina N.G.* Calculation of pore pressure increase with depth due to hydrocarbon fluid generation // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art1> (In Russ.).

References

1. *Hunt J.M.* Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments // AAPG Bulletin. 1990. Vol. 74, No. 1. P. 1–12.
2. *Fenin G.I.* Abnormal reservoir pressure in areas of hydrocarbon accumulation of oil and gas basins // Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2010. Vol. 5, No. 4. 20 p. (In Russ.)
3. *Fertl U.Kh.* Abnormal reservoir pressures. Moscow: Nedra, 1980. 397 p. (In Russ.)
4. *Hantschel T., Kauerauf A.I.* Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag. 2009. 479 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>
5. *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.
6. *Carcione J.M., Gangi A.F.* Gas generation and overpressure: Effects on seismic attributions // Geophysics. 2000. Vol. 65, No. 6. P. 1769–1779. <https://doi.org/10.1190/1.1444861>

7. *Chi G., Lavoie D., Bertrand R., Lee M.* Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in the Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada // *Geofluids*. 2010. Vol. 10. P. 334–350. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2010.00280.x>
8. *Guo X., He S., Liu K., Zheng L.* Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins // *Organic Geochemistry*. 2011. Vol. 42, No 11. P. 1343–1350. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011.08.017>
9. *Yu C., Guo X., Ren Z., Ren W., Yang G.* Quantitative evaluation of hydrocarbon generation in the hinterland of Junggar Basin: Dongdao Haizibei depression // *Chinese Journal of Geology*. 2018. Vol. 53, No. 1. P. 207–220. <https://doi.org/10.12017/dzcx.2018.013>
10. *Bredehoeft J.D., Wesley J.B., Fouch T.D.* Simulations of the origin of fluid pressure, fracture generation, and the movement of fluids in the Uinta Basin, Utah // *AAPG Bulletin*. 1994. Vol. 78, No. 11. P. 1729–1747. <https://doi.org/10.1306/a25ff279-171b-11d7-8645000102c1865d>
11. *Batalin O., Vafina N.* Condensation mechanism of hydrocarbon field formation // *Scientific Reports*. 2017. Vol. 7. Article 10253. 9 p. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7>
12. *Zhuze N.G.* Residual oil saturation of Neocom deposits, Western Siberia – an additional source of the raw // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1989. No. 11. P. 8–14. (In Russ.)
13. *Littke R., Cramer B., Gerling P.* et al. Gas generation and accumulation in the West Siberian Basin // *AAPG Bulletin*. 1999. Vol. 83, No. 10. P. 1642–1665. <https://doi.org/10.1306/e4fd4233-1732-11d7-8645000102c1865d>
14. *Yapaskurt O.V., Gorbachev V.I.* Lithogenesis and factors of the deep porosity formation of Triassic, Lower and Middle Jurassic deposits of the Tyumen well // In Tyumen ultradeep well. Results of drilling and research. Scientific drilling in Russia. Perm: KamNIIKIGS, 1996. Iss. 4. P. 194–203. (In Russ.)