

ФАЗОВАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В СВЕРХГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТАХ ЗЕМНОЙ КОРЫ

В.И. Ермолкин, А.Г. Кочофа, Е.И. Сорокова, М.И. Трунова

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

Рассмотрены вопросы, связанные с прогнозом углеводородных скоплений в сверхглубоких горизонтах земной коры. Предложен метод отдельного прогноза жидких и газообразных углеводородов. Предполагается образование и сохранение нефти в условиях температур до 300 °С при сверхгидростатическом давлении 1,9—2,2.

В последние годы появились значительные успехи в развитии нефтегазовой геологической науки. Однако проблема генезиса нефти и газа, проблема фазовой зональности углеводородов в глубоких недрах остается дискуссионной и по сей день. Выявление главных критериев, определяющих зональность нефте- и газонакопления в сверхглубоких горизонтах, возможно лишь на базе теоретических исследований с использованием таких наук, как физика, химия, математика. Основными параметрами, определяющими залегание и сохранение углеводородных скоплений в осадочном чехле на определенных глубинах, являются температуры и давления. В глубоких горизонтах эти параметры связаны нелинейной зависимостью. В связи с этим выявить среди них главные критерии только на основании одних теоретических гипотез не представляется возможным. При разработке критериев отдельного прогноза углеводородов необходимы количественные оценки, исследования которых базируются на изучении генерационной и миграционно-аккумуляционной современной зональности.

В статье принята биогенная теория происхождения нефти и газа. Не исключается субдукционно-обдукционный процесс преобразования рассеянного органического вещества (РОВ).

Миграция и аккумуляция углеводородов (УВ) происходит главным образом в осадочных толщах земной коры, где поведение углеводородной системы подчиняется исключительно законам термодинамики. Закономерности фазового состояния УВ, фазовые равновесия и фазовые переходы находятся в зависимости от пластовых термобарических условий, которые определяются развитием геотермобарического режима во времени.

В земной коре все компоненты УВ могут присутствовать и в жидкой, и в газовой фазе: газ растворяется в жидкости, а жидкость испаряется в газ. Растворимость газа в жидкости увеличивается с ростом давления и уменьшается с повышением температуры. Кроме того, в природе существуют еще ретроградные явления, когда выделение жидкости из газа происходит при снижении давления, а испарение жидкости в газ — при возрастании давления. С учетом этого при разработке критериев отдельного прогноза нефте- и газонасыщенности глубоких горизонтов земной коры в качестве основных показателей были приняты температуры и давления.

Для глубоких и сверхглубоких горизонтов характерны высокие температуры и сверхгидростатические пластовые давления. Изучение изменений пластовых давлений позволило установить, что сверхгидростатические давления носят региональный характер, возникают повсеместно на определенных глубинах благодаря силам гравитационного сжатия пород под воздействием возрастающего веса вышележащей толщи осадков. Для оценки современных сверхгидростатических давлений основную роль играют скорости осадконакопления в плиоценоантропогеновое время ($N_2 — Q$).

При разработке модели раздельного прогноза интерес представляют связи пластовых температур и давлений с глубиной и их взаимообусловленное влияние на фазовое состояние УВ осадочного чехла. Изучение связи пластовых температур и давлений с глубиной показало, что в верхней части разреза эти параметры изменяются линейно. В глубоких горизонтах давления на определенных глубинах начинают постепенно возрастать, нарушается прямая зависимость, возникает нелинейная связь. Такая же нелинейная связь намечается между глубиной и температурой. В верхней части разреза температуры и давления изменяются прямо пропорционально глубине, в нижней — экспоненциально или логарифмически.

При нелинейном изменении параметров (T, P) для разработки критериев прогноза фазовой зональности УВ необходимы детерминированные модели, которые основаны на классическом причинно-следственном подходе и позволяют по данному значению « X » определить значение « Y » с вероятностью $P = 1$. Согласно этой закономерности на обширном фактическом материале построена модель фазовых состояний углеводородной системы глубоких горизонтов, представленная на рисунке. Использовано более 1500 газовых, нефтегазовых, нефтяных, газоконденсатных, газоконденсатно-нефтяных залежей основных нефтегазоносных регионов мира.

Физическим смыслом модели является известное термодинамическое положение о том, что давление способно передвинуть критическую температуру кипения жидкости, плавления твердых тел. Чем выше пластовые давления, тем выше должны быть температуры, при которых могут протекать процессы преобразования органического вещества и деструкция углеводородов. Это явление объясняется тем, что давление повышает сжатие молекул, в связи с чем значительная часть тепловой энергии расходуется на преодоление этого сжатия. Образование и сохранение жидких УВ возможно даже в условиях очень высоких температур, если эти температуры в недрах взаимосвязаны с высокими давлениями. Такими давлениями, которые могли бы создать пластовое сжатие, по мнению авторов, являются сверхгидростатические пластовые, темпы возрастания которых с глубиной значительно опережают темпы повышения температур. В связи с этим модель фазовых состояний углеводородной системы глубоких горизонтов приведена в координатах $T — K_c$, где K_c — коэффициент сверхгидростатичности пластовых давлений (отношение пластового давления к гидростатическому).

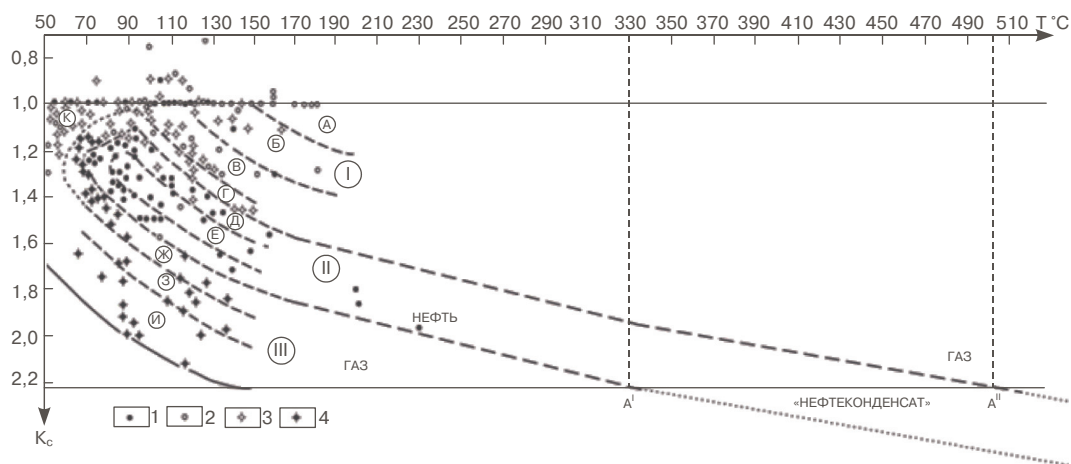


Рис. Модель фазовых состояний углеводородной системы сверхглубоких горизонтов.

Зоны распространения углеводородных скоплений: I — газоконденсатов (первичных) и газа, II — нефти, III — газоконденсатов (вторичных). Соотношение газа ($г$), нефти ($н$) и конденсата ($к$) (в %) в различных подзонах: А — $г = 100$; Б — $г = 99, к = 1$; В — $г = 98, к = 2$; Г — $г = 97, к = 3$; Д — $г = 20, н = 80$; Е — $г = 5, н = 95$; Ж — $г = 75, н = 10, к = 15$; З — $г = 85, н = 5, к = 10$; И — $г = 92, к = 8$; К — переходная зона. Залежи УВ: 1 — нефтяные; 2 — газовые; 3 — газоконденсатные; 4 — газоконденсатно-нефтяные; А^I, А^{II} — точки критических температур перехода нефти в «нефтеконденсатное» состояние

По сочетанию T и K_c модель дифференцируется на ряд зон и служит инструментом раздельного прогноза нефте- и газоносности глубоких горизонтов. На диаграмме (см. рисунок) четко выделяются зоны: I — газоконденсата первичного и газа, II — нефти, III — газоконденсата вторичного.

Первичные газоконденсаты — это самостоятельный продукт преобразования ОВ. Вторичные газоконденсаты представляют собой легкие фракции нефтей растворенные в сжатых газах.

Газоконденсаты зон I и III отличаются по термобарическим и геохимическим параметрам, а также по количественному (процентному) соотношению в залежах ресурсов газа, конденсата и нефти.

В первичных газоконденсатах содержание конденсата не превышает 3%, нефть отсутствует.

Вторичные газоконденсаты содержат конденсат от 8 до 15%. Нефть иногда достигает 10%.

Таким образом, анализируя диаграмму фазовых состояний углеводородной системы глубоких горизонтов, можно утверждать, что нижний температурный предел образования и сохранения жидкой фазы УВ может быть поднят до 200 °C и выше, но при этом коэффициенты сверхгидростатичности пластовых давлений (K_c) должны составлять не менее 1,6—1,9.

Данное положение подтверждается открытием скоплений нефти на глубинах более 6 км на месторождениях Лейк-Вашингтон и Лейк-Бар (Голф-Кост, штат Луизиана), где пластовые температуры составляют свыше 200 °C, а K_c —

1,85. По-видимому, жидкие УВ могут существовать и при более высоких температурах, но критический предел сохранения жидкой фазы в недрах пока не известен. К тому же превышение сверхгидростатических давлений над гидростатическими не безгранично. K_c более чем 2,2 в осадочном чехле не наблюдались.

Однако М.С. Моделевским и Е.И. Парновым (1967) высказано предположение о возможности существования скоплений УВ еще в одном состоянии — в виде нефти в сверхкритических условиях. Оно названо авторами «нефтеконденсатным». В этом состоянии нефть обнаруживает свойства как жидкости, так и газа.

Путем математических вычислений установлены границы существования «нефтеконденсатного» состояния — температуры свыше 300 °С, а давления порядка 800—1000 ат. При снижении температур «нефтеконденсат» переходит в наиболее термостойчивые жидкие углеводороды.

Подобное состояние УВ было получено в лабораторных опытах Т.П. Жузе (1967).

Авторами данных исследований предпринята попытка экстраполировать границы нефтяной зоны (II) (см. рисунок) в сверхглубокие горизонты в область высоких температур и давлений. Графические построения позволяют предположить, что нефть в термостойчивом состоянии может существовать до 330—500 °С при K_c — 1,9—2,2.

С этих позиций привлекательной кажется модель геодинамического генезиса УВ.

В зонах субдукции и обдукции, где происходит погружение огромных масс осадочных пород на мантийные глубины, под действием очень высоких температур, возникающих при столкновении литосферных плит, происходит быстрое преобразование, с полной реализацией всех потенциальных возможностей, РОВ пород в УВ. При изменении термобарических условиях и определенных сочетаний T °С и K_c возможен фазовый переход жидких углеводородов из критического состояния в термостойчивое.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Гладуш А.Д. Техногенное воспроизводство углеводородного сырья в литосфере: факторы, механизмы и перспективы. — М.: Учеба, 2003.
- [2] Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Гладуш А.Д. Техногенное воспроизводство нефти и горючего газа в литосфере: концепция, принципы и механизмы. — М.: Учеба, 2005.
- [3] Воробьев А.Е., Китриянов Н.А. Химия нефтей и газа: Учебное пособие. — М.: Изд-во РУДН, 2006.
- [4] Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Гладуш А.Д. Основы техногенного воспроизводства нефти, горючего газа и угля в литосферы / Под ред. проф. А.Е. Воробьева. — М.: Изд-во РУДН, 2006.

HYDROCARBON PHASE ZONALITY IN SUPER DEEP HORIZONS OF THE EARTH CRUST

V.I. Ermolkin, E.I. Sorokova, A.G. Kotchofa, M.I. Trunova

Russian state university of oil and gas of I.M. Gubkin

The questions connected with the prognostic of hydrocarbons congestions in super deep horizons of earth crust are considered. The method of the separate prognostic of liquid and gaseous hydrocarbons is offered. Genesis and oil preservation are expected in a condition of temperatures up to 300 °C if super hydrostatic pressure 1,9—2,2.



Ермолкин В.И., доктор геолого-минералогических наук. Профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа, научный руководитель геолого-геохимической лаборатории. Заведующий кафедрой нефтяной геологии, профессор Алжирского Национального института нефти и газа. Автор более 140 научных трудов, в том числе 5 учебников и 6 монографий, заслуженный деятель науки и техники Туркменистана, заслуженный геолог РФ

Кочофа А.Г., кандидат геолого-минералогических наук, доцент Российского Государственного Университета нефти и газа им. И.М. Губкина; заместитель Директора Бюро международного сотрудничества Московской Академии Экономики и Права. Автор 35 научных публикаций о методах поисковых и разведочных работ нефти и газа. Президент Ассоциации иностранных студентов в России



Сорокова Е.И., кандидат геолого-минералогических наук. Доцент Российского Государственного Университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Трунова М.И., кандидат геолого-минералогических наук, доцент Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

