

15. Иванников В.И. Миграция углеводородов и ее движущие силы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 3. — С. 21—23.
16. Иванников В.И. Заметки по поводу происхождения нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 2. — С. 23—25.
17. Камьянов В.Ф., Горбунова Л.В. Закономерности в структурно-групповом составе смол // Геология нефти и газа. — 1990. — № 6. — С. 32—34.
18. Клубова Т.П., Халимов Э.М. Нефтеносность отложенной баженовской свиты Сальмского месторождения. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — 39 с.
19. Корчагин В.И. Закономерности размещения месторождений нефти и газа по площади и разрезу // Геология нефти и газа. — 1990. — № 5. — С. 43—44.
20. Кравченко К.Н. Основные черты размещения и механизм формирования уникальных скоплений нефти и газа в генерационно-аккумуляционных элементах нефтяного бассейна Персидского залива // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 2. — С. 4—11.
21. Левченко В.А. Перспективы нефтегазоносности недр мирового океана в связи с проблемой происхождения нефти // Геология и геохимия горючих ископаемых. — Киев: Наукова думка, 1985. — Вып. 64. — С. 3—8.
22. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна: нефтегенерационные свойства и катагенетическая зрелость // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 7. — С. 2—17.
23. Назаркин Л.А. О палеоклиматическом и динамико-седиментационном контроле нефтегазообразования. — Саратов: Изд-во Саратовского ун-та, 1994. — 224 с.
24. Неручев С.Г. Периодичность геологических и биологических событий фанерозоя // Геология и геофизика. — 1990. — Т. 40, № 4. — С. 493—511.
25. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений / И.И. Чебаненко, В.П. Ключко, В.С. Токовенко, Н.И. Евдошук // Геология нефти и газа. — 2000. — № 5. — С. 50—52.
26. Ресурсная база и нефтегазовый потенциал различных регионов и стран Мира / Референт С.Е. Алферов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1994. — № 1. — С. 6—15.
27. Семеновко Н.П. Кислородно-водородная модель Земли. — Киев: Наукова думка, 1990. — 248 с.
28. Семенович В.В. Стратегия стабилизации добычи нефти и газа // Геология нефти и газа. — 1994. — № 3. — С. 11—15.
29. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1997. — С. 5—9.
30. Состояние поисков и разведки залежей нефти и газа в ловушках нетрадиционного типа / В.И. Громека, А.Г. Алексин, В.Н. Андреев и др. // Геология нефти и газа. — 1994. — № 6. — С. 43—47.
31. Суворов А.И. Глобальная тектоническая зональность как отражение первичного строения Земли. Ст. 1. Глобальные линейные зоны // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол. — 1998. — Т. 73. — Вып. 6. — С. 25—31.
32. Тамразян Г.П., Овнатанов С.Т. Планетологические закономерности изменения качества нефтей Земли в течение фанерозоя. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 55 с.
33. Тарасенко Г.В. Субдукционная литосфера — основной источник углеводородов // Недр Поволжья и Прикаспия. — 1999. — Вып. 18. — С. 67—69.
34. Титов В.И. Роль планетарных поясов глубинных разломов Земли в размещении нефтегазоносных провинций // Отечественная геология. — 1998. — № 5. — С. 5—6.
35. Тихомиров В.И. Распознавание типов пластовых флюидов по составу n-алканов // Геология нефти и газа. — 1991. — № 8. — С. 20—23.
36. Цейслер В.М. Подвижные пояса и океаны // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол. — 1998. — Т. 73. — Вып. 6. — С. 8—12.
37. Шахновский И.М. Современные представления о генезисе нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 7. — С. 17—22.
38. Шахновский И.М. Некоторые дискуссионные проблемы нефтяной геологии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 2. — С. 14—22.
39. Шолто В.Н. Поиск альтернативы // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол. — 1998. — Т. 73. — Вып. 6. — С. 61—65.

УДК 622.276.031:532.:62-988

АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

В. И. Иванников
(ОАО "Газ-Ойл")

Автором даны физическое обоснование и геологическая интерпретация одного из распространенных механизмов создания аномально высоких пластовых давлений в нефтегазовых залежах.

It is given the physic substantiation and geological interpretation of one of the widespread mechanisms of abnormal high formational pressure creation in oil and gas pools.

Аномальные пластовые давления (АВПД) в залежах углеводородных скоплений — одна из актуаль-

ных проблем, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

Природа возникновения и существования АВПД до конца не выяснена, но ее значение велико.

Прогнозирование зон АВПД при бурении разведочных и добывающих скважин дало бы возможность предотвращать неожиданные нефтегазопроявления и открытые фонтаны, приносящие огромный ущерб

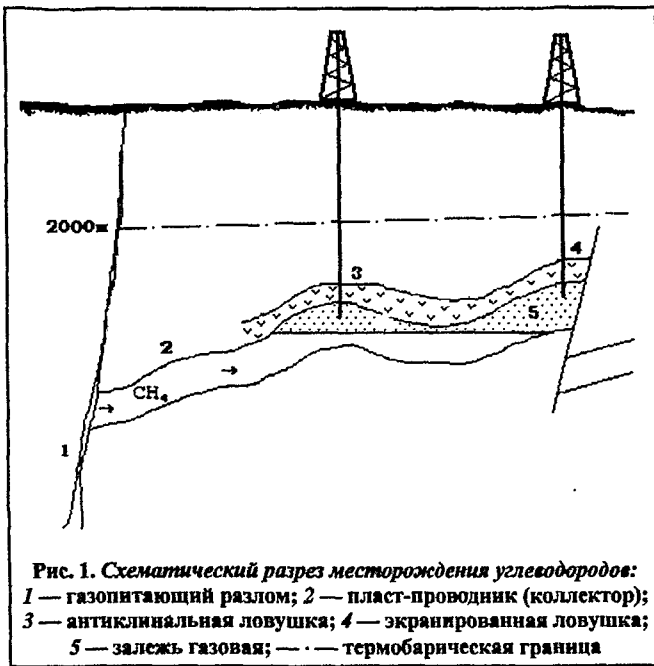


Рис. 1. Схематический разрез месторождения углеводородов: 1 — газопитающий разлом; 2 — пласт-проводник (коллектор); 3 — антиклинальная ловушка; 4 — экранированная ловушка; 5 — залежь газовая; — — — термобарическая граница

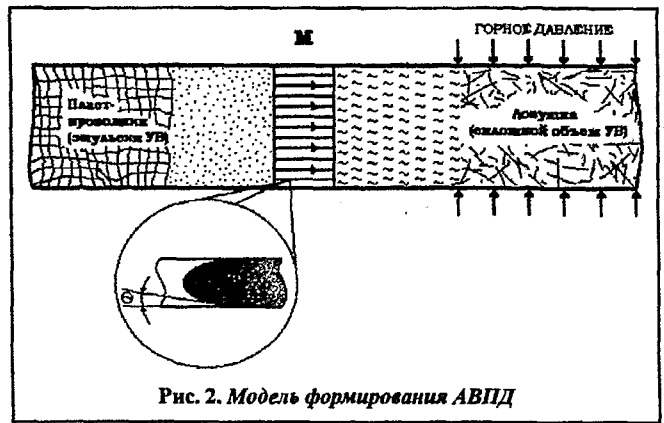


Рис. 2. Модель формирования АВПД

природной среде и повышающие затраты на ликвидацию их последствий.

Поскольку АВПД имеют широкое распространение, они представляют особый интерес в геологическом плане. Так, например, на этой основе построена концепция прогноза фазовой зональности УВ в осадочной толще земной коры [1].

Происхождение АВПД (сверхгидростатических давлений в залежах УВ) может быть обусловлено многими причинами или их совокупностью. В частности, У.Х. Фертель выделяет следующие:

1. *Пьезометрический уровень флюидов.* Влияние региональной потенциметрической поверхности, имеющей аномально высокий уровень, может быть причиной повышенных давлений.

2. *Структура пласта-коллектора.* В запечатанных коллекторах (лизовидные пласты, отложения с региональным уклоном и смятые в антиклинали) пластовые давления, нормальные в глубокой части зоны, будут передаваться в верхнюю часть, где возникнут аномальные давления.

3. *Подъем давления в коллекторе.* В коллекторах с нормальным давлением оно может повыситься за счет гидравлической связи с глубокозалегающими пластами, имеющими более высокие давления.

4. *Условия осадконакопления.* Быстрое отложение в осадок преимущественно глин с некоторым количеством песка, превышающее скорость структурного прогибания, может привести к возникновению аномальных давлений.

5. *Палеодавления.* Аномальные пластовые давления могут существовать в породах древнего заложения, которые находятся среди непроницаемых пород и подняты на более высокий уровень.

6. *Тектонические давления.* Аномально высокие давления поровых флюидов могут возникать в результате локальных сбросообразований, складчато-

сти, оползания, выжимания, вызванных опусканием разделенных сбросами блоков, диапировыми движениями соли и глинистых сланцев, землетрясениями и др.

К перечисленным можно добавить еще ряд причин возникновения АВПД [2, 3], например осмос, термическую экспансию вод, преобразование глинистых включений и органического вещества и др. Кроме указанных выше, имеется одна наиболее общая причина, не отраженная в специальной литературе, суть которой заключается в следующем. Аккумуляция нефти и газа в ловушках идет за счет латеральной миграции дисперсно рассеянных УВ по пластам-проводникам. В местах скопления происходят их концентрация и дифференциация по плотности, в результате чего образуется залежь или, как принято называть, месторождение (рис. 1). Здесь, несмотря на то, что система является открытой (гидравлически сообщаемой с другими частями разреза), появляется избыточное давление (P_k) из-за капиллярного сопротивления, если матрица коллектора имеет возможность деформироваться под действием перманентно возрастающей литостатической нагрузки.

Отсюда следует, что необходимыми и достаточными условиями возникновения и сохранения АВПД являются:

- герметичность резервуара залежи УВ;
- деформационная способность (подвижность) вмещающей породы коллектора.

Для объяснения этого феномена АВПД обратимся к модельной аналогии (рис. 2).

В процессе миграции газовая, нефтяная или газо-нефтяная эмульсия в воде переносится из пласта в ловушку (рис. 1), где образуется сплошной объем УВ или стратифицированная залежь (за счет разделения флюидов по плотности). Мембрана (М), разделяющая пласт в модели, представляет собой пористую и проницаемую перегородку между пластом и ловушкой и характеризует породу коллектора.

Нефть и газ, поступающие в ловушку в виде микрокапель и микропузырьков, проходят более или менее беспрепятственно через мембрану. Сливаясь в общий объем, УВ в обратном направлении должны преодолеть капиллярное сопротивление на границе раздела с водой. Это явление и создает избыточное

давление в залежи, которое можно назвать капиллярным давлением (P_k), обусловленным взаимоотношением системы "нефть (газ) — вода" в коллекторе.

Согласно уравнению Юнга—Лапласа, капиллярное давление при внедрении двух несмешивающихся флюидов (нефть—вода) в пористую и проницаемую среду пропорционально произведению кривизны межфазной поверхности ($1/r$) и поверхностного натяжения (σ) на границе раздела фаз:

$$P_k \approx \sigma \frac{1}{r}.$$

Это же уравнение можно переписать в виде перепада давления в капилляре

$$\Delta P_k = \frac{2\sigma \cdot \cos \theta}{r},$$

где r — радиус капилляра;

θ — краевой угол смачивания.

Если порода коллектора гидрофильна, то капиллярное давление будет положительным, т. е. давление внутри нефти (в ловушке) превышает давление внутри воды на величину P_k , причем поверхность контакта вогнута в сторону водной фазы.

Наглядным примером формирования АВПД по данной схеме могут служить залежи в Прикаспийской впадине, находящиеся в терригенных и глинокарбонатных отложениях нижней перми под соляными покрывками. Здесь непосредственно под солью на глубинах 3,7...3,9 км коэффициент аномальности составляет 1,5...2,0, а затем вниз по разрезу линейно уменьшается.

Другое распределение АВПД, по данным работы [1], наблюдается в Зеленогурской впадине Предсудетской моноклинали (Польша). АВПД возникает в интервале глубин от 1,2 до 2,5 км, где коэффициент аномальности изменяется от 1,2 до 1,3. Ниже, на глубинах 2,5...3,0 км, в отложениях доломита, зажатого сверху и снизу пластами солей цехштейна, коэффициент аномальности резко возрастает от 1,7 до 1,9, а ниже по разрезу уменьшается до 1,1.

Приведенные примеры явно показывают, что при герметичности резервуара, которая обеспечивается надежностью эвапоритовой покрывки, имеет место его деформация, вследствие чего возникает АВПД.

Когда покрывки УВ скоплений представлены глинами, коэффициент аномальности всегда ниже за счет диффузионной проницаемости покрывающей породы, о чем свидетельствуют ореалы вторжения флюидов. На этом построена диагностика прогнозирования АВПД при разбуривании залежей УВ (так называемый метод d -экспоненты, позволяющий опе-

ративно выявлять переходную зону перед вскрытием залежи).

Таким образом, АВПД в залежах УВ могут возникать в результате просадок коллектора как в закрытых системах (литологически изолированных линзах, запечатанных залежах, пластах, тектонически ограниченных сбросами и взбросами, и др.), так и в открытых системах за счет капиллярного гидросопротивления. Максимальные значения АВПД имеют место в залежах, экранированных соляными покрывками, которые обеспечивают абсолютную герметизацию ловушки и погружены ниже термобарической границы (~2000 м). Последняя разделяет осадочную толщу пород на верхнюю и нижнюю зоны: в верхней газ существует в свободном состоянии, в нижней он является жидкостью (жидким газогидратом). Приведенные выше примеры как раз и отражают это положение. В частности, в Зеленогурской впадине до 2 км коэффициент аномальности равен 1,2, а в интервале 2,5...3,0 км — уже 1,9.

Как указывалось выше, одним из критериев прогноза АВПД является сжимаемость матрицы коллектора в пределах залежи УВ. Такая сжимаемость под действием литостатического (горного) давления возникает в тех случаях, когда порода коллектора находится в деструктивном состоянии, т. е. представляет собой сыпучую среду в виде несцементированного песка или разбита системой трещин при тектонических подвижках.

Тогда под действием литостатической нагрузки продуктивный объем пласта будет деформироваться. При этом возможны два варианта изменения гидравлического давления в залежи — повышение или снижение в зависимости от переупаковки частиц или фрагментов породы. В первом случае происходит уплотнение минеральной структуры породы, во втором — разуплотнение, обязанное проявлению дилатансии. Однако дилатансия может вызвать лишь кратковременное понижение давления флюидов, которое быстро восстанавливается до нормального (гидростатического).

ЛИТЕРАТУРА

1. Ермолкин В.И. и др. Критерии прогноза фазовой зональности углеводородов в осадочных толщах земной коры. — М.: Недра, 1998. — 320 с.
2. Магара Н. Уплотнение пород и миграция флюидов (прикладная геология нефти). — М.: Недра, 1982. — 296 с.
3. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. — М.: Недра, 1998. — 320 с.

УДК 622.276.63

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОДУКТА ЖИДКОФАЗНОГО ОКИСЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Ш. А. Гафаров, А. Г. Жданов

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

В общем объеме разведанных и находящихся в разработке залежей России значительные запасы нефти сосредоточены в карбонатных коллекторах. Однако эффективность выработки карбонатных месторождений продолжает оставаться низкой. Коэффициенты нефтеизвлечения по карбонатным коллекторам составляют 0,07...0,24, тогда как по терригенным, при прочих равных условиях, — 0,16...0,55.

Существуют десятки эффективных технологий и методов воздействия на пласт. Они предназначены в основном для применения в терригенных коллекторах и не всегда могут быть адекватно перенесены на карбонатные залежи, так как их перенос жестко регламентируется геолого-физическими свойствами карбонатного пласта: высокой неоднородностью, низкими коллекторскими свойствами, сложной и многообразной структурой порового пространства, многопластовостью и т. д. Поэтому поиск новых методов воздействия на карбонатные коллекторы является одной из насущных проблем нефтедобычи. В этих условиях, вероятно, наиболее приемлемыми будут методы, предполагающие использование реагентов, растворяющих породу, хорошо проникающих в пласт и при этом одновременно обладающих свойствами комплексного воздействия на залежь. К числу таких реагентов относится водный раствор продукта жидкофазного окисления углеводородов (в дальнейшем — продукт, реагент), состоящего из смеси монокарбоновых кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной, янтарной) и органических растворителей (метилэтилкетона, ацетона, этилацетата). Процесс получения продукта освоен отечественной химической и нефтехимической промышленностью. В качестве сырья для его получения используется как широкая фракция C_3 — C_7 газобензиновых заводов и установок стабилизации, так и конденсат газоконденсатных месторождений.

Для воздействия на карбонатные пласты с целью увеличения текущей и конечной нефтеотдачи предложен продукт жидкофазного окисления углеводородного сырья, представляющий собой смесь монокарбоновых кислот и растворителей. На основе комплекса лабораторных исследований рекомендованы различные технологические схемы и составы воздействия на ПЗС каширо-подольских отложений Арланского месторождения Башкирии и выявлены наиболее эффективные технологии и составы.

For action on carbon-bearing beds on purpose to increase the current and complete oil recovery it is supposed the product for liquid-phase oxidation of monocarboxylic acids and solvents. On the basis of laboratory test complex results of Arlan field (Bashkortostan) kashiro-podol depositions the most effective technologies and compositions were revealed.

В зависимости от режима работы установки окисления продукт может содержать в своем составе по массе кислот 28...81 %, органических растворителей 1,6...50,0 % и воды 11...63 %. Продукт хорошо растворим в воде и значительно лучше растворяет нефть и ее компоненты, чем, например, растворы соляной кислоты.

Указанный метод предполагает взаимодействие закачиваемого в пласт продукта с нефтью (за счет кислот и растворителей) и карбонатами (за счет кислот). Реакция

кислот ведет к образованию на фронте вытеснения и вблизи него тепла и двуокиси углерода и солей монокарбоновых кислот. Соли монокарбоновых кислот хорошо растворимы в воде и являются поверхностно-активными веществами (ПАВ).

С целью изучения механизма воздействия продукта на карбонатные пласты был проведен комплекс лабораторных исследований. При этом структура исследований была построена таким образом, чтобы можно было оценить возможности реагента как с позиции увеличения конечной нефтеотдачи пластов, так и с позиции интенсификации работы скважин, т. е. воздействия на ПЗП.

Основные выводы и положения этих исследований следующие: при полной нейтрализации 1 т продукта с кислотностью 80 % выделяется около 300 кг CO_2 и 47 тыс. ккал тепла. опыты по нейтрализации показали, что продукт с 40%-м содержанием монокарбоновых кислот нейтрализуется мрамором на 60 % от исходной концентрации за время, в 1100 раз большее, чем 15%-я соляная кислота. Смесь его с 15%-й соляной кислотой с содержанием монокарбоновых кислот 10 % нейтрализуется на 60 % за время, в 10 раз большее, чем 15%-я соляная кислота.

В процессе нейтрализации увеличивается вязкость растворов продукта за счет образующихся солей монокарбоновых кислот (до 2,5...10,0 мПа·с), и это возрастание, согласно уравнению множественной