

Ф. Н. Зосимов, С. К. Туренко

F. N. Zosimov, S. K. Turenko

Тюменский государственный нефтегазовый университет г. Тюмень

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; нефть; купол структуры; поровые каналы

Key words: hard-to-produce oil reserves; dome part of the structure; pore canals

Трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ) — это запасы трудноизвлекаемые традиционными методами разработки [1]. Специалисты отмечают много различных факторов, приводящих к появлению трудноизвлекаемых запасов. Например, к трудноизвлекаемым запасам относят залежи с высоковязкой нефтью, подгазовые залежи, залежи водонефтяных зон, залежи коллекторов сложного строения и другие. Наибольшая часть ТрИЗ приходится на пласты с высокой степенью выработанности. Доля трудноизвлекаемых запасов в целом по РФ составляет 33,4 % от начальных извлекаемых запасов категории А, В, С₁+С₂ [1].

В числе наиболее значимых работ по трудноизвлекаемым запасам следует отметить диссертацию С. Ф. Мулявина [2], где тщательно анализируются материалы по залежам и месторождениям Западной Сибири: Пограничному, Самотлорскому, Аганскому и другим.

Важнейшая составляющая научной новизны диссертации сводится к следующему: «На основе анализа выработки запасов нефти разрабатываемых пластово-сводовых залежей установлено, что в процессе внутриконтурного заводнения эксплуатационных объектов формируются техногенные водонефтяные зоны, которые можно рассматривать как «техногенные» залежи с остаточными запасами, сконцентрированными по площади в районах локальных куполов, а по разрезу – в кровельной части пласта».

Этот важнейший вывод послужил толчком для проведения исследований и написания настоящей статьи. Ниже будет показано, что образование трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к кровельной части пласта, объясняется особенностями геологического строения залежей нефти Западно-Сибирских месторождений.

Как известно [3–10], характерной особенностью нефтяных залежей на месторождениях Западной Сибири является наличие в них трех различных по нефтенасыщенности зон: предельно насыщенной, недонасыщенной и переходной.

Предельно насыщенная зона пласта — это зона, где значение коэффициента остаточной водонасыщенности (Кво) коллектора почти не меняется при увеличении давления. Здесь все эффективное поровое пространство занято нефтью. Коэффициент на-

чальной нефтенасыщенности может быть различным в зависимости от коллекторских свойств пласта и зависит в основном от величины $K_{во}$. Пласт предельно насыщенной зоны при опробовании отдает чистую безводную нефть при различных депрессиях.

Недонасыщенная зона пласта характеризуется наличием некоторого количества подвижной воды в эффективном поровом пространстве, то есть здесь $K_n < (1 - K_{во})$, где K_n — коэффициент нефтенасыщенности. При опробовании из недонасыщенной зоны получают практически чистую нефть. Однако возможен и приток нефти с водой, количество которой зависит от высоты пластопересечения над уровнем ВНК и депрессии на пласт. Переходная зона характеризуется малым количеством нефти, находящейся в самых крупных поровых каналах. В связи с преобладающим количеством подвижной воды в поровом пространстве в притоке получают воду с тем или иным малым количеством нефти.

Чтобы ответить на вопрос, какова природа образования этих зон, рассмотрим геологические условия и процессы образования нефтяных залежей с точки зрения капиллярных явлений.

Для песчаных коллекторов месторождений Западной Сибири имеются огромные массивы материалов по лабораторным исследованиям керна, проведенным с целью установления зависимостей между водонасыщенностью образца и капиллярным давлением. Для примера на рис. 1 приведены кривые капиллярного давления, полученные на образцах с различной проницаемостью. По кривым видна общая закономерность: в интервале изменения капиллярного давления от 0 до 0,2 МПа наблюдается плавное уменьшение коэффициента водонасыщенности K_v от 100 до 20–30 %. При дальнейшем увеличении давления на поры водонасыщенность остается постоянной ($K_{во}$).

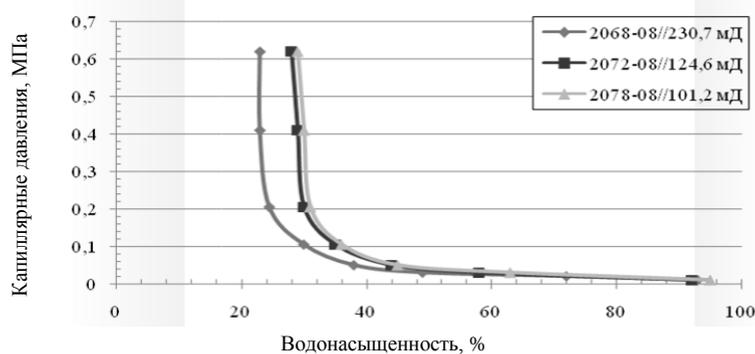


Рис. 1. Общий вид капиллярных кривых, полученных по образцам керна (скв. 101 Северо-Ледового месторождения, пласт Ю1)

Как известно, имеются математические методы вычисления размера поровых каналов по данным капиллярных кривых. На рис. 2 показаны кривые распределения пор по размерам, построенные по данным рис. 1. Как видно из рис. 2, радиусы поровых каналов изменяются в широких пределах: от 0,5 до 10,5 мкм.

По общепринятой теории залежи образуются в результате миграции нефти (всплывания нефти в водонасыщенном коллекторе) вверх по пласту. При этом в пласте-коллекторе образуется избыточное давление [11, 12]. В полностью сформированной залежи избыточное давление выражается формулой

$$P_{изб} = L \cdot \Delta\rho,$$

где L — превышение (метры) рассматриваемого элемента коллектора над водонефтяным контактом; $\Delta\rho$ — разность плотностей воды и нефти в залежи. Физически избыточное давление означает превышение давления, создаваемое нефтью, над гидростатическим в пласте.

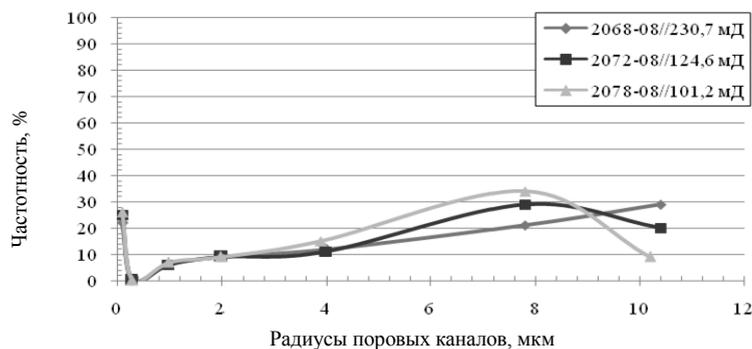


Рис. 2. Закономерности распределения пор по размерам

Вода в капиллярах порового пространства удерживается за счет капиллярных сил. Для проникновения нефти в капилляр, занятый водой, необходимо, чтобы избыточное давление было больше капиллярного. Поэтому с ростом избыточного давления (с увеличением L) нефть вытесняет воду из капилляров, уменьшающихся по радиусу. Отсюда следует, что в куполе структуры (то есть при $L = \max$) очень тонкие поровые каналы будут заняты нефтью, в то время как такие же по размерам поровые каналы, находящиеся в недонасыщенной или переходной зоне, будут заняты водой. Поэтому в любой точке залежи существует равенство: капиллярное давление в самых крупных поровых каналах, занятых водой, равно $P_{изб}$.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что если залежь характеризуется однородностью по ФЕС, то в ней невозможно найти четких границ между отмеченными выше зонами: предельно насыщенной, недонасыщенной и переходной. Коэффициент нефтенасыщенности будет плавно расти с ростом L .

Как может отразиться отмеченная особенность геологического строения нефтяной залежи на ее разработку?

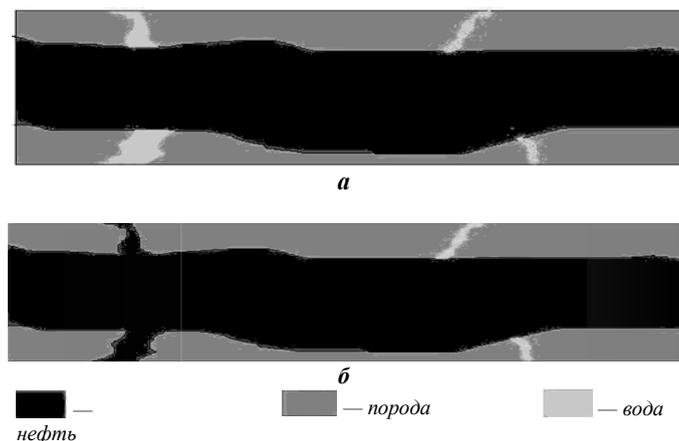
Рассмотрим этот вопрос применительно к купольной части залежи. Если купольная часть залежи представлена предельно насыщенной зоной, то, как отмечено выше, в начале разработки при депрессии пласт будет отдавать чистую безводную нефть. Но при этом нефть будет поступать в основном из крупных пор, характеризующихся низким капиллярным давлением.

При заводнении этой части залежи (то есть при нагнетании воды) вода будет в основном продвигаться по крупным поровым каналам, оставляя незатронутыми тонкие нефтенасыщенные поровые каналы. Это объясняется тем, что тонкие поровые каналы обладают повышенным капиллярным давлением, которое и удерживает в них нефть; а нагнетаемая вода по той же причине не может вытеснить нефть из тонких поровых каналов.

На рис. 3 представлен один и тот же элемент порового пространства, находящийся в недонасыщенной (рис. 3 а) и в купольной (рис. 3 б) частях залежи. Крупные поровые каналы в той и в другой части залежи полностью насыщены нефтью. Тончайшие поровые каналы в обеих частях залежи (правая часть рисунка) полностью заняты водой. Капиллярные силы в этих каналах намного больше избыточного давления. Что касается каналов чуть большего диаметра (левая часть рассматриваемого элемента порового пространства), то в купольной части они заняты нефтью, а в недонасыщенной зоне залежи они заполнены водой.

Что происходит в купольной части залежи при заводнении пласта?

Нагнетаемая вода свободно проходит по крупным, обходя тонкие поровые каналы. Давление нагнетаемой воды недостаточно для того, чтобы вытеснить нефть из тонкого порового канала. В результате в добывающих скважинах получают в огромной степени обводненный продукт, а нефти в пласте еще много. Это и есть трудноизвлекаемые запасы. В недонасыщенной и переходной зонах такие трудноизвлекаемые запасы не образуются.



*Рис. 3. Элемент порового пространства: а — в недонасыщенной части залежи
б — в купольной части залежи*

Для извлечения нефти из тонких пор можно предложить следующее.

- Необходимо на какое-то время прекратить нагнетание воды, которая блокирует тонкие поровые каналы и не дает нефти перейти из тонкого в крупный поровый канал.
- Необходимо на какое-то время создать депрессию в крупных поровых каналах, то есть снизить давление. При этом нефть из тонких поровых каналов поступит в крупные.
- Далее необходимо снова прокачивать нагнетаемую воду, которая, проходя по крупным порам, вынесет нефть на поверхность.

Время отсутствия закачки нагнетаемой воды и создания депрессии необходимо найти в эксперименте. Возможно, что это время будет в какой-то степени зависеть от особенностей строения залежи.

Учитывая описанную модель трудноизвлекаемых запасов, можно с большой уверенностью утверждать, что ни боковые, ни горизонтальные стволы, ни ГРП не могут радикальным образом помочь в разработке трудноизвлекаемых запасов указанного типа.

Что касается пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами, то здесь этот вопрос не рассматривается. В то же время, исходя из описанных выше капиллярных явлений, нетрудно представить, что прослои с ухудшенными коллекторскими свойствами, обладающие в большом количестве тонкими порами, насыщенными нефтью, будут плохо отдавать нефть. Нагнетаемая вода будет проходить по наиболее проницаемым прослоям и вытеснять из них нефть; прослои с ухудшенными коллекторскими свойствами будут оставаться нефтенасыщенными.

Таким образом, предложена и обоснована новая модель образования трудноизвлекаемых запасов нефти в купольной части залежи. Исходя из предложенной модели, намечены подходы (способы) по извлечению нефти из трудноизвлекаемых запасов.

Список литературы

1. Шпуров И. В., Писарницкий А. Д., Пуртова И. П. и др. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2012. – 256 с.
2. Мулявин С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами». Автореф. дис. ... д-ра техн. наук / С. Ф. Мулявин; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2013. – 48 с.
3. Зосимов Ф. Н. Выделение переходной зоны пластов электрическими методами исследования скважин на месторождениях Среднеобской нефтегазоносной области // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень. – 1975. – Вып. 25. – С. 19-23.
4. Зосимов Ф. Н. Повышение эффективности электротометрии при подсчете запасов нефти на месторождениях Среднего Приобья: дисс. ... канд. г.-м. наук. – Тюмень — Москва, 1976. – 165 с.
5. Сохранов Н. Н., Басин Я. Н., Новиков В. М. Определение положений водонефтяных и газонефтяных контактов по данным ГИС // Разведочная геофизика: Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС. – 1986. – С. 15-24.
6. Басин Я. Н., Бикбулатов Б. М., Прохорова Л. Г. О характере изменения нефтенасыщенности коллекторов Усть-Балыкского месторождения // Геология нефти и газа. – 1977. – № 2. – С. 14-23.
7. Городилов В. А., Мухамедзянов Р. Н. и др. Особенности строения и разработки недонасыщенных нефтью залежей Ноябрьского района Западной Сибири. – ВНИИОЭНГ, 1993. – С. 28-35.
8. Зосимов Ф. Н., Денисова Л. П., Соколова Л. А. Неравномерное распределение флюидов по высоте залежи.

Тезисы докладов // Областная научно-практическая конференция «Проблемы локального прогноза и разведки залежей нефти и газа Западной Сибири. – Тюмень, 1987. – С. 10-14.

9. Ручкин А. В., Данилов Н. Н. и др. Определение параметров пластов с большими переходными зонами по данным ГИС // Разведочная геофизика: Обзор ВИЭМС. – М., 1986. – С.15-21.

10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В. И. Петерсилье. – Москва – Тверь, 2003.

11. Большаков Ю. Я., Большакова Е. Ю. Решение задач нефтепромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежи. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 140 с.

12. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 480 с.

Сведения об авторах

Зосимов Федор Николаевич, к. г.-м. н, доцент кафедры «Прикладная геофизика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)297403

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., заведующий кафедрой «Прикладная геофизика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)465822

Information about the authors

Zosimov F. N., Candidate of Science in Geology and Mineralogy, associate professor of the chair «Applied geophysics», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)297403

Turenko S. K., Doctor of Engineering, head of the chair «Applied geophysics», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)465822