

**Исследование границ нефтяной залежи
с учетом флюидальных контактов**

Ю. Е. Катанов¹, М. Е. Савина^{1*}, С. А. Ягафаров²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: saviname@tyuiu.ru

Аннотация. Рассмотрена проблема, связанная с выявлением в Западной Сибири залежей, полностью недонасыщенных нефтью. При первичном испытании таких пластов из их кровельной части всегда получают совместные притоки нефти с водой. Показано, что определение площади залежи в большей степени зависит от надежности установленных флюидальных контактов в разрезе каждой скважины. Приводятся примеры несоответствия интерпретации геофизических исследований скважин и результатов испытания скважин, а также необоснованности в ряде случаев разделения единого геологического тела на несколько подсчетных объектов. Установлен масштаб сдвига водонефтяного контакта под действием капиллярных сил.

Ключевые слова: водонефтяной контакт; чисто нефтяная зона; водонефтяная зона; капиллярное давление; переходная зона

**Studying the boundaries of the oil reservoir
taking into account fluid contacts**

Yury E. Katanov¹, Marina E. Savina^{1*}, Saveliy A. Yagafarov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen State University, Tyumen, Russia

* e-mail: saviname@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to the problem of identifying deposits in Western Siberia completely undersaturated with oil. At a primary test of such reservoirs from their roofing part joint inflows of oil with water are always received. The analysis of research results shows that the determination of the deposit area depends on a large extent on the reliability of the installed fluid contacts in the section of each well. We give examples of discrepancies between well testing interpretation and well test results. There are also examples of the groundlessness of the separation of a single geological body into several counting objects. The size of the shift of oil-water contact is determined by the action of capillary forces.

Key words: oil-water contact; pure oil zone; oil-water zone; capillary pressure; transition zone

Введение

Определение границ нефтяных залежей — актуальная научная проблема для любого месторождения Западной Сибири. Так как строение каждого месторождения уникально, необходимо рассматривать решение этой важной задачи с учетом капиллярных давлений и изменения гипсометрических отметок водонефтяных контактов. Данная проблема является не до конца изученной и представляет большой научный и практический интерес.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются нефтяные залежи месторождений Западной Сибири различного строения. В процессе исследований использовались в основном результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ [1–10]. Поскольку традиционные методы недостаточно надежны, то применялись современные математические методы интерпретации полученных результатов. Подобного метода исследований в этой области не выявлено.

Обсуждение

Площадь нефтяной залежи определяется горизонтальной проекцией контура линии пересечения подошвы истинной покрышки природного резервуара и поверхности водонефтяного контакта (ВНК) (рисунок).

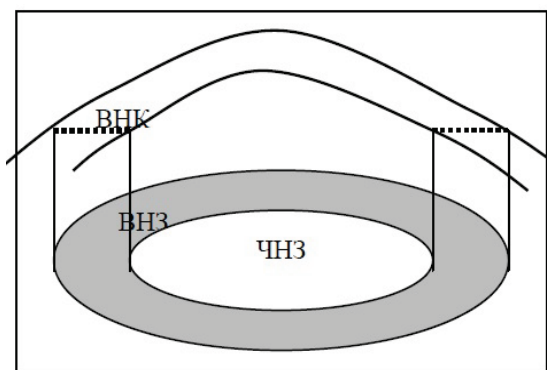


Рисунок. Схематическое строение пластовой нефтяной залежи

В природных резервуарах, имеющих двучленное строение, подошва истинной покрышки совпадает с кровлей продуктивных отложений. В резервуарах, имеющих трехчленное строение, необходимо учитывать наличие так называемой ложной покрышки, то есть толщи, способной содержать углеводороды, но коллекторские свойства которой недостаточно высокие, чтобы их отдавать.

В нефтяных залежах пластового типа различают внешний и внутренний ВНК. Внутренний контур — проекция контура линии пересечения поверхности ВНК с кровлей нижнего выдержанного флюидоупора (см. рисунок). Площадь, заключенная между внутренним и внешним ВНК, называется водонефтяной зоной (ВНЗ) или зоной недонасыщения, включающей и переходную зону, а внутренний контур ограничивает чисто нефтяную зону (ЧНЗ). Таким образом, если скважина пробурена в пределах ЧНЗ, то из этой зоны при испытании получают притоки безводной нефти. Пласт, вскрытый в пределах ВНЗ, в кровельной части более нефтенасыщен, в подошвенной части более водонасыщен. Из этих зон при испытании пластов получают совместные притоки нефти и пластовой воды (с различным содержанием нефти в продукции) за счет течения диффузных слоев связанной воды [7–9, 11–14]. Именно при испытании этих зон практически промысловым способом возможно определение отметки ВНК.

В то же время в Западной Сибири выявлены залежи, полностью недонасыщенные нефтью [7–9, 15]. К ним относятся, например, Суторминское, Холмогорское, Нивагальское месторождения, продуктивные пласты викуловской свиты на Пальяновском, Ем-Еговском и Каменном месторождениях и др. Поэтому при первичном испытании пластов из их кровельной части всегда получают совместные при-

токи нефти с водой. Подобные залежи отличаются от вышеописанных тем, что они имеют только внешний контур нефтеносности, а вся залежь, как правило, представляет собой единую водонефтяную зону. Дело в том, что при проведении промысловых исследований по определению места притока геофизическими методами было установлено, что приток нефти и пластовой воды идет из интервала перфорации. Это смущало многих исследователей скважин. По существующей теории формирования нефтяных залежей такого быть не могло. Для ликвидации притоков воды традиционно применяли в основном водоцементные растворы, что приводило к полному прекращению притока жидкости из пласта.

Для того чтобы с максимальной точностью определить площадь нефтяной залежи, необходимо иметь следующие данные:

- гипсометрические отметки подошвы и кровли нижнего флюидоупора;
- гипсометрические отметки поверхностей флюидальных контактов (например ВНК, по первичному определению по данным ГИС);
- отдельно выделенных чисто нефтяных и водонефтяных зон в залежах по латерали и высоте залежи (по данным ГИС).

Отметки подошвы покрышки и подошвы флюидоупора устанавливаются, как правило, по данным глубокого бурения и сейсморазведки. При этом чем выше степень изученности данного объекта, тем выше удельный вес буровой информации. Однако и в тех случаях, когда геометрия природного резервуара устанавливается преимущественно по данным сейсморазведки, все данные привязываются к определенной геологической, стратиграфической формации, которая уточняется в результате корреляции отложений. Только в результате площадной корреляции отложений могут быть составлены правильные представления о геоморфологии отложений, объеме природного резервуара и истинных флюидоконтактах в залежах. Как известно, флюидальные контакты редко бывают горизонтальными.

Таким образом, определение площади нефтяной залежи связано с тем, насколько успешно решены следующие задачи:

- корректная корреляция отложений по разрезу вскрытой скважиной на разведочной площади;
- определение стратиграфического распространения природного резервуара;
- установление отражающего горизонта (ОГ) для установления истинной гипсометрической отметки подошвы покрышки (по данным сейсморазведки);
- предварительное определение ВНК в каждой скважине по данным ГИС;
- выделение латеральных (литологических или тектонических) экранов, разделяющих природный резервуар на самостоятельные гидродинамические системы.

Как известно, чем меньше толщина пласта, тем меньше ширина его ВНЗ, которая определяется уравнением

$$l = \frac{H}{\operatorname{tg} \alpha},$$

где l — ширина ВНЗ; H — толщина пласта; α — угол падения.

При заданных углах падения крыльев структуры ширина ВНЗ полностью определяется толщиной пласта. В связи с этим понятно стремление специалистов выделить при оценке запасов максимально возможное количество самостоятельных геологических тел, так как это приводит к увеличению площади ЧНЗ и, следовательно, привлекательности (invest appeal) объекта.

Однако нередко такое выделение является недостаточно обоснованным.

Достаточно часто встречается ситуация, когда генетически единая толща природного резервуара разделяется на несколько самостоятельных объектов, но при

этом они контролируются общим ВНК. Например, пласт БВ₈ Самотлорского, ачимовские отложения Кальчинского месторождений. Здесь выделены три самостоятельных объекта разработки, но с единым ВНК.

При этом искусственное разделение продуктивных пластов на основе прослеживания маломощных прослоев, не имеющих флюидоупоров, приводит к необоснованному увеличению площади ЧНЗ и сокращению ВНЗ. В результате эксплуатационные скважины, пробуренные даже в центре нефтяного поля, могут обводниться, то есть досрочно перейти во вторую стадию разработки.

Однако обводненность скважин, пробуренных в непосредственной близости от внутреннего контура нефтеносности, вполне естественна.

Также необходимо (при рассмотрении в качестве потенциального флюидоупора) отсутствие ситуации его выделения на разных стратиграфических уровнях (относительно надежных реперов по ГИС) и латеральной невыдержанности.

Известны и другие ситуации, когда, напротив, два самостоятельных продуктивных пласта объединяются в один, что также приводит к неадекватному картированию ЧНЗ и ВНЗ и неоптимальной эксплуатации объекта. Это из области объединения различных пластов в единый эксплуатационный объект. Оптимального решения этой проблемы до сих пор не найдено.

Примером такого объединения двух самостоятельных природных резервуаров в один является продуктивный пласт БВ₈ на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири. При подсчете и пересчете запасов залежь нефти в пласте БВ₈ традиционно рассматривалась как водоплавающая (термин «водоплавающая залежь» близок по смыслу к определению «недонасыщенная»). Это некий аналог массивной по конфигурации залежи, расположенной в структуре пластового типа. При этом отметка ВНК почти в каждой скважине определялась на разных гипсометрических уровнях. Однако пласт БВ₈ разделяется выдержанным глинисто-алевролитовым прослоем, прослеживающимся на одном и том же стратиграфическом уровне. Прослеживание глинисто-алевролитовой перемычки позволило разделить природный резервуар БВ₈ на два самостоятельных: БВ₈¹⁻² и БВ₈³, к верхнему приурочена пластовая залежь, имеющая ЧНЗ и ВНЗ.

Таким образом, неправильное определение объема единого геологического тела существенным образом исказило соотношение размеров ЧНЗ и ВНЗ (особенно при малых углах наклона крыльев структуры), что может сказаться на суммарной оценке запасов, но резко изменит представление о строении изучаемого объекта и технологии его разработки.

Следовательно, определение площади залежи в большей степени зависит от надежности установленных флюидальных контактов в разрезе каждой скважины. Это первая проблема.

Кроме того, часто возникают ситуации, когда определение ВНК по ГИС, особенно в Западной Сибири, противоречит результатам испытаний скважин. Такая ситуация складывается даже в отложениях, где традиционно считается, что такие определения достаточно надежны.

Можно привести множество примеров несоответствия интерпретации ГИС и результатов испытания. Так, в скв.124 Крапивинского нефтяного месторождения по заключению ГИС пласт Ю₁¹ водонасыщен, тогда как при опробовании этого интервала получен приток безводной нефти. В эксплуатационных скважинах 124 и 59 Крапивинского месторождения верхнеюрский продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴ по заключению ГИС предполагался нефтеводонасыщенным, в то время как по результатам испытания пласты оказались чисто нефтяными.

Еще более неблагоприятная ситуация, когда пласты по данным ГИС интерпретируются как водонасыщенные, и скважины ликвидируются без испытания. Примером может служить скважина на Вахском нефтяном месторождении Западной Сибири. Пласт ЮВ₁¹ на скв. Р-11 первично интерпретировался как водонасыщен-

ный. Повторная интерпретация специалистом-геофизиком треста «Обьнефтегаз-разведка» определила пласт полностью нефтенасыщенным. Это подтвердили результаты испытания пласта: из скважины был получен фонтан безводной нефти дебитом 110 м³/сут. И таких примеров множество.

Учитывая недостаточную надежность результатов интерпретации ГИС, при решении вопроса о ликвидации скважин без испытания необходимо проводить работы по опробованию пластов в процессе бурения, а потом сопоставлять материалы ГИС и опробования объекта.

При этом необходим анализ соответствия результатов интерпретации ГИС и данных испытаний не только по изучаемым объектам, но и по сопредельным площадям. В случае их несовпадения модели, опирающиеся на результаты интерпретации ГИС неопробованных скважин, не могут считаться достоверными.

Еще одной проблемой является геометризация ВНК по латерали залежи.

Как известно, флюидалные контакты (теоретически) принято считать горизонтальными плоскостями [1, 2, 11, 12, 14]. При этом указанные горизонтальные плоскости должны аппроксимировать (в частности, усреднять) реальные абсолютные отметки флюидалных контактов в скважинах с ошибками, не превышающими ошибки определения абсолютных отметок флюидалных контактов в конкретных скважинах.

Для условий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна это означает, что среднеквадратичная ошибка аппроксимации не должна превышать первых метров. Следует отметить, что проекция линии пересечения плоскости ВНК с подошвой верхнего и кровлей нижнего флюидоупоров конформна соответствующим изогипсам.

На практике нередко приходится сталкиваться с ситуацией, когда ввиду невозможности удовлетворительной аппроксимации абсолютных отметок контактов в скважинах горизонтальными плоскостями вводятся наклонные, кривые, ступенчатые и прочие геометрические конструкции. Простейшим из них является наклонный ВНК. В этом случае проекции линий пересечения ВНК с подошвой верхнего и кровлей нижнего флюидоупоров пересекают соответствующие изогипсы.

При рассмотрении моделей с наклонными флюидалными контактами необходимо оценить геологические и физические предпосылки наклона поверхностей флюидалных контактов.

Погрешность определения ВНК в залежах, без тектонических нарушений, может быть в пределах первых метров. Поэтому разница абсолютных отметок ВНК в различных скважинах в 5–10 и более метров не может быть объяснена погрешностью наблюдения и требует своего отдельного обоснования.

Таких обоснований может быть только два: движение подземных вод и действие сил поверхностного натяжения (капиллярного давления), зависящих от проницаемости и пористости коллектора [5, 6, 9, 10].

Возможность наклона водонефтяного контакта под действием капиллярных сил может быть проверена расчетами.

Масштаб сдвига контактов за счет изменения поверхностного натяжения можно вычислить по формуле Жюрена

$$\Delta h = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{g \cdot (\rho_v - \rho_{углевод.})} \cdot \left(\frac{1}{r_{k2}} - \frac{1}{r_{k1}} \right) \cdot 10^{-3},$$

где $\sigma = 20 \cdot 10^{-3}$ н/м — коэффициент поверхностного натяжения системы «нефть — вода»; ρ_v — плотность воды, принятая равной 1 000 кг/м³; $\rho_{углевод.}$ — плотность углеводорода (нефть), принятая равной 830 кг/м³; θ — краевой угол смачивания, принятый по аналогии с системой «нефтяное масло — вода» равным 80° ($\cos \theta = 0,166$).

Таким образом, часто отмечаемые скачки ВНК в 10–15 м и более могут быть объяснены антиклинально-гравитационными процессами и действием капиллярных сил [5, 6, 9].

Если расчеты показывают, что наклон ВНК не может быть обусловлен действием ни одной из указанных причин, то модель единой залежи с наклонным ВНК не может быть признана адекватной. В этом случае залежь на самом деле не является единой, а разделяется латеральными экранами на несколько самостоятельных залежей (имеет место «дробление» залежи).

Таким образом, нефтяные залежи, имеющие обширные зоны недонасыщения (переходные зоны) коллекторов нефтью, безусловно, осложняют процесс полноты выработки запасов нефти из них [16, 17]. Дело в том, что скважины в залежах нефти с обширными переходными зонами очень быстро обводняются, и их переводят в бездействующий фонд. Этот фонд растет, и вместе с ним падает коэффициент эксплуатации скважин. Поэтому вопрос о единстве залежей является одним из наиболее принципиальных и должен исследоваться особенно тщательно, и обязательно разрешаться в результате специальных исследований по данным интерпретации ГИС и капиллярными исследованиями по высоте залежей в лабораторных условиях [9, 12, 13].

Выводы

- Установлена необоснованность разделения единого геологического тела на несколько подсчетных нефтенасыщенных объектов.
- Установлено, что определение площади залежи в большей степени зависит от надежности выявленных флюидалных контактов в разрезе каждой скважины.
- Установлен масштаб сдвига ВНК под действием капиллярных сил.

Библиографический список

1. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: учеб. для вузов. В 2 кн. / А. А. Бакиров [и др.]; под ред. Э. А. Бакирова, В. Ю. Керимова. – 4-е изд., перераб. и доп. – Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 2012. – 412 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра. – 1975. – 679 с.
3. Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих и сложнопостроенных объектов Западной Сибири / Ф. З. Хафизов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 5–8.
4. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В. И. Ермаков [и др.]. – М.: Недра, 1995. – 464 с.
5. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука; Сибирская издательская фирма РАН, 1995. – 178 с.
6. Большаков Ю. Я., Большакова Е. Ю. Решение задач нефтепромысловой геологии на основании капиллярных моделей залежи. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 138 с.
7. Испытание пластов и интенсификация притоков из коллекторов месторождений Западной Сибири. Главтюменьгеология / В. К. Федорцов [и др.]. – Тюмень, 1988.
8. Ягафаров А. К. Геологическое обоснование методов по интенсификации притоков в Западной Сибири: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 1984.
9. Ягафаров А. К. Геолого-геофизические основы технологий по интенсификации притоков в нефтеразведочных скважинах: Автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук. – Тверь, 1994.
10. Большаков Ю. Я., Тараканова Н. Н. Капиллярно-экранированные залежи УВ в песчаных коллекторах // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 21–26.
11. Рыбак В. К. Влияние неотектоники на изменение положения ВНК залежей нефти Краснотенского свода // Тектоника Западной Сибири. – Тюмень, 1987. – С. 126–129.

12. Обоснование математических моделей нефтяных залежей на примере разработки пласта АС₁₂ Приобского месторождения. Обзор ВНИИОЭНГ / А. П. Телков [и др.]. – М., 1993. – 56 с.
13. Интерпретационные модели нефтяной залежи на стадии разработки. Обзор ВНИИОЭНГ / А. П. Телков [и др.]. – М., 1993. – 72 с.
14. Ягафаров А. К. Геологические основы выбора объекта и способа интенсификации притоков нефти из гидрофильных терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири // НТС «Проблемы нефти и газа Тюмени», 1983. – Вып. 59. – С. 8–11.
15. Ягафаров А. К., Пешков В. Е., Клещенко И. И. Новые методы изоляции водопри-токов при разведке залежей нефти в терригенном разрезе // Тр. ЗапсибНИГНИ. – 1986. – С. 33–37.
16. Haung E. T. S., Holm L. W. Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO₂ flooding // SPE Reservoir Eng. – 1988 – Vol. 3, Yssue 1. – P. 119–129.
17. Jennings J. B. Capillary Pressure Technigues: Application to Exploration and Develop-ment Geology // AAPG Bull. – 1987. – Vol. 71, Issue 10. – P. 1196–1209.

Сведения об авторах

Катанов Юрий Евгеньевич, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: katanovje@tyuiu.ru

Савина Марина Егоровна, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный универси-тет, г. Тюмень, e-mail: saviname@tyuiu.ru

Ягафаров Савелий Альбертович, сту-дент, Тюменский государственный универ-ситет, г. Тюмень, e-mail: saviname@tyuiu.ru

Information about the authors

Yury E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: katanovje@tyuiu.ru

Marina E. Savina, Assistant at the De-partment of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: savi-name@tyuiu.ru

Saveliy A. Yagafarov, Student, Tyumen State University, e-mail: saviname@tyuiu.ru