

удельного электрического сопротивления и интенсивности излучения на кривых нейтронного каротажа. В присутствии пирита электропроводимость увеличивается.

5. На кривых кавернометрии однородные песчаники характеризуются образованием глинистой

корки на стенках скважины; увеличение содержания глинистого цемента и ухудшение сортировки приводит к уменьшению порового пространства и уменьшению толщины глинистой корки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
3. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
4. Карогадин Ю.Н., Гайдебурова Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных). – Новосибирск: Наука, 1989. – 108 с.
5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1982. – 182 с.
6. Ежова А.В. Индексация и корреляция средневерхнеюрской продуктивной толщи Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов // Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства: Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 2001. – С. 88–94.
7. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). – М.: Высшая школа, 1984. – 416 с.
8. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23–26.

Поступила 01.03.2011 г.

УДК 552.578.2.061.33

ПРИРОДА НАКЛОННЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА

А.Ю. Хромовских

ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск
E-mail: KhromovskikhAY@nipineft.tomsk.ru

Установлено, что основными факторами, регулирующими распространение углеводородов, мигрировавших из баженовской свиты непосредственно в пределах верхнеюрских залежей, являются региональный гидродинамический напор пластовых вод и капиллярное давление в породах-коллекторах.

Ключевые слова:

Миграция углеводородов, коллектор, залежь, гидродинамический напор пластовой воды, капиллярное давление.

Key words:

Hydrocarbon migration, reservoir rock, accumulation, hydrodynamic thrust, capillary pressure.

Изучению проблемы наклонного водонефтяного контакта углеводородных залежей Западной Сибири в последнее время уделяется достаточно много внимания. Существует несколько вариантов, объясняющих причины этого явления. Среди большинства исследователей наибольшее распространение получили два варианта формирования залежей с наклонным контактом за счёт гидравлических напоров пластовых вод и сил капиллярного сопротивления.

В основе обоих вариантов лежит представление о формировании залежей путём латеральной миграции углеводородов в ловушки из зон их генерации. Принято считать, что движение углеводоро-

дов по породам-коллекторам в процессе вторичной миграции, а также последующее формирование залежей, контролируются тремя силовыми факторами. К этим факторам относятся: капиллярное давление, гидродинамический напор флюидов и гравитационная сегрегация углеводородов. Миграция углеводородов как по латерали, так и по вертикали возможна, если приложенное к нефти и газу избыточное давление, определяющее их перенос, превзойдет капиллярное давление в породах, препятствующее миграции. Чаще всего это избыточное давление определяется региональным гидродинамическим напором и гравитационной сегрегацией углеводородов.

Не вдаваясь в анализ обоснованности этих вариантов для всего разреза нефтегазоносности Западно-Сибирского региона, попытаемся оценить возможность их применения для верхнеюрских залежей в его юго-восточной части. Исходя из вышеуказанных представлений [1–5], рассмотрим варианты формирования залежей с наклонным водонефтяным контактом (ВНК) на примере месторождений Каймысовского свода (рис. 1), нефтеносность которых, в основном, связана с отложениями верхней юры.

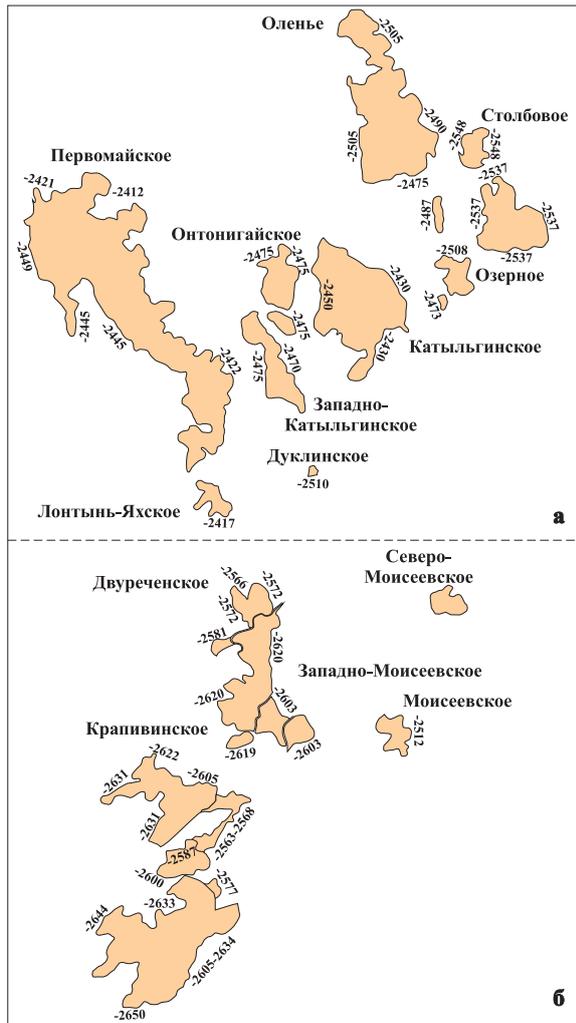


Рис. 1. Изменения уровней водонефтяных контактов на месторождениях Каймысовского свода: а) северная; б) южная часть

Распространение месторождений по территории исследования обусловлено, в основном, строением разреза горизонта Ю₁ [6]. В северной части свода нефтяные залежи приурочены к отложениям надугольной толщи, в разрезе которой получили широкое распространение песчаные пласты Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁². Промышленная нефтеносность южной части территории исследования связана с коллекторами надугольной и подугольной толщ горизонта Ю₁. При этом в надугольной толще песчаники пластов Ю₁¹ и Ю₁² имеют ограниченное распро-

странение, и основные запасы нефти месторождений сосредоточены в песчаных пластах Ю₁³ и Ю₁⁴ подугольной толщи.

Высокая степень изученности геологического строения территории ставит под сомнение ранее распространённое представление о формировании месторождений Каймысовского свода за счет латеральной миграции углеводородов из погруженных зон прилегающей с востока Нюрольской впадины. Имеющаяся информация не позволяет утверждать о высокой степени генерации углеводородов баженовской свиты на территории Нюрольской впадины. Поэтому возможность миграции углеводородов из её территории в структурные ловушки Каймысовского свода и создание там нефтяных залежей маловероятны. Кроме этого в погруженных участках впадины и крыльевых зонах положительных структур чаще всего отсутствует надёжный коллектор, исполняющий как роль аккумулятора углеводородов, поступающих из вышележащих нефтематеринских отложений баженовской свиты, так и проводника, способного обеспечить вторичную миграцию углеводородов к ловушкам. Позднеюрский коллектор этих территорий, даже в случае своего присутствия, как правило, имеет проницаемость, составляющую первые единицы мкм²·10⁻³, а степень его фациальной изменчивости по площади очень велика [7].

Поэтому, по вышеизложенным причинам, никакая латеральная миграция углеводородов практически невозможна, несмотря на то, что гидродинамический напор пластовых вод на изучаемой территории имеет основное направление со стороны Нюрольской впадины – с востока на запад и с юга на север.

Маловероятна также миграция капель и пузырьков углеводородов в поровом пространстве коллектора за счет гравитационной сегрегации углеводородов. Элементарные расчеты показывают [2], что при максимальных углах наклона пластов 2...3° и проницаемости, составляющей первые единицы и десятки мкм²·10⁻³, капиллярные силы в сотни и тысячи раз превышают движущие силы гравитационной сегрегации и создают непреодолимые барьеры на пути движения углеводородов.

Такого же мнения придерживаются многие исследователи, такие как У. Рассел, А. Леворсен, И.И. Нестеров, В.А. Соколов и др., которые полагают, что движение дисперсной фазы углеводородов, особенно нефти, в абсолютном большинстве пород-коллекторов, типичных для природных резервуаров, невозможно. По их мнению, для миграции изолированных капель нефти и пузырьков газа требуются силы в несколько тысяч раз больше, чем силы, образуемые нормальными гидродинамическими градиентами.

Существует представление [7], что формирование позднеюрских нефтяных залежей обусловлено первичной миграцией углеводородов в песчаные коллекторы горизонта Ю₁ из вышележащих отложений баженовской свиты, в основном, в пределах

имеющихся контуров нефтеносности. В процессе первичной миграции углеводородные молекулы находятся в виде гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы. Вследствие этого, из нефтегазоматеринской толщи они беспрепятственно перемещаются вместе с отжимаемыми поровыми водами в режиме файлоуаии за счет повышенного в процессе генерации внутрипорового давления и литостатического давления поровых флюидов. Направлением движения потока является зона разгрузки давления (пористая или трещиноватая среда).

Заполнение порового пространства коллектора нефтью происходит селективно, и, в первую очередь, аккумуляция её идёт в зонах дисперсных пород с повышенной трещиноватостью или высокой пористостью, обусловленной наличием в породе крупных пор. Силами, препятствующими миграционному процессу углеводородов в направлении сверху вниз, являются капиллярное давление в породах и гравитационная сегрегация углеводородов.

Региональный гидродинамический напор пластовых вод играет неоднозначную роль при формировании нефтяных залежей. На вертикальную миграцию гомогенной смеси углеводородных флюидов и поровой воды в коллекторе по направлению сверху вниз дополнительно действует гидродинамический напор пластовых вод вдоль пласта. Взаимодействие вертикального и горизонтального напоров и обосновывают степень проникновения углеводородов в поровое пространство коллектора. В крыльевых участках ловушек, со стороны повышенного значения гидродинамического напора, проникновение углеводородов будет меньше, так как напор оказывает сопротивление вертикальной миграции из отложений баженовской свиты. Совершенно другая картина наблюдается на противоположных крыльях. Там гидродинамический напор меньше, и это благоприятствует распространению гомогенной смеси углеводородных флюидов и поровой воды в погруженные зоны крыльев структуры. Поэтому в северо-западных и западных частях ловушек нефть из баженовской свиты проникала гипсометрически ниже, чем в восточных и юго-восточных частях.

Помимо основного фактора, которым является региональный гидродинамический напор пластовых вод, определённую роль в формировании наклонного ВНК играют фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, подстилающих нефтематеринские отложения баженовской свиты.

В северной части свода это наглядно видно на примере Первомайского месторождения (рис. 2). В северной и северо-восточной частях месторождения вопреки общей закономерности понижения ВНК за счет регионального гидродинамического напора наблюдается гипсометрически высокое его положение (абс. отм. –2412...–2421 м). Причина этого явления кроется в характеристике коллекторов надугольной пачки горизонта Ю₁, в который осуществляется миграция углеводородов. Если

на большей части территории месторождения песчаники имеют суммарную эффективную толщину 8...12 м, то в северном и северо-восточном направлениях наблюдается уменьшение эффективной толщины коллекторов до 2...3 м и ухудшение их фильтрационно-емкостных свойств за счет глинизации. Именно повышенное капиллярное давление в глинистых коллекторах с плохой проницаемостью явилось дополнительным сопротивлением, вызвавшим ослабление скорости миграции углеводородов на данной территории из вышележащей баженовской свиты, несмотря на благоприятные условия гидродинамического напора пластовых вод.

Подобная картина наблюдается и в южной части Каймысовского свода на основной залежи (пласт Ю₁³) Двуреченского месторождения. Здесь на общем фоне закономерного понижения ВНК с юга на север от –2602 до –2620 м в северной его части абсолютные отметки изменяются в пределах –2566...–2581 м.

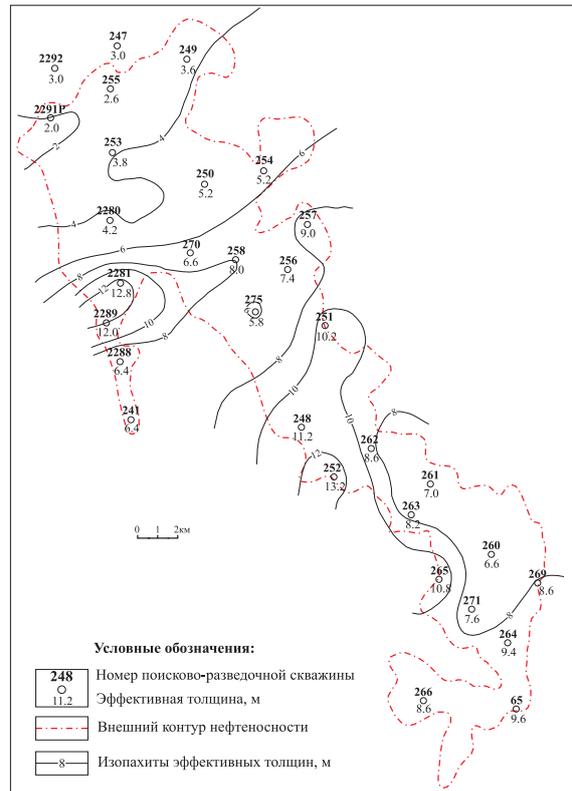


Рис. 2. Карта эффективных толщин коллекторов надугольной толщи горизонта Ю₁ Первомайского месторождения

Основная причина этого кроется в распространении в этой части месторождения коллекторов с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами, у которых проницаемость уменьшена почти на два порядка по сравнению с коллекторами основной части месторождения. Это обусловлено фаціальными условиями формирования пласта Ю₁³. Низкопроницаемые коллекторы образовались

в процессе неоднократного быстрого выдвигания береговой линии моря в северо-западном направлении. В таких условиях не происходило активного вымывания глинистого материала, в результате чего образовались уплотнённые породы. Отмечается латеральное чередование зон низкопроницаемых и проницаемых песчаников, имеющих северо-восточную ориентировку. Поэтому за счет разной проницаемости зон, а соответственно и разной скорости миграции наблюдается разный уровень проникновения углеводородов из баженовской свиты в нижележащий коллектор.

Такое же явление разного уровня ВНК наблюдается и на Крапивинском месторождении, расположенного к югу от Двуреченского месторождения. Здесь коллекторы пласта Ю₁³ формировались в схожей обстановке. Кроме этого в пределах нефтяной залежи, в зонах распространения низкопроницаемых песчаников, на гипсометрически высоких уровнях имеют место водонасыщенные коллекторы. Это вызвано ослаблением скорости миграции углеводородов из баженовской свиты или

полным её отсутствием. Причина этого кроется в дополнительном сопротивлении процессу миграции за счет повышенного капиллярного давления в глинистых коллекторах.

Выводы

Под действием гидродинамического напора пластовых вод нефть из баженовской свиты в северо-западных и западных частях залежей Каймысовского свода проникала гипсометрически ниже, чем в восточных и юго-восточных.

Неоднородная по площади и разрезу фильтрационно-емкостная характеристика коллектора является причиной разных скоростей заполнения отдельных участков залежи углеводородами, мигрировавших из вышележащих отложений баженовской свиты. Вследствие этого в нефтяных залежах, где процесс формирования незакончен и продолжается по настоящее время, границы заполнения порового пространства коллектора углеводородами в различных частях залежи находятся на разных гипсометрических уровнях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995. – 184 с.
2. Голященко А.В. Поиск и разведка нефтяных залежей с наклонным водонефтяным контактом // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 50–52.
3. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. Пер. с англ. Е.В. Кучерука. – М.: Недра, 1985. – 149 с.
4. Иванов И.А., Конторович А.Э., Степаненко Г.Ф. Роль капиллярных экранов в формировании и сохранении залежей углеводородов. Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения. – СПб.: ВНИГРИ, 1992. – 200 с.
5. Трушкин В.В. Физические и геологические основы изучения движения вод в глубоких горизонтах. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 156 с.
6. Хромовских А.Ю., Волощук Г.М. Особенности формирования верхнеюрских нефтяных залежей юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск: Изд-во ТПУ. 2011. – 103 с.
7. Khromovskikh A.Y., Zapivalov N.P. Migration behavior during late Jurassic oil deposit formation in Kaymisovsk Arch, West Siberia // Drilling&exploration Dew Journal. – 2011. – V. 20. – P. 35–40.

Поступила 23.09.2011 г.