

**ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УРОВЕНЬ И ФОРМУ
ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА****THE MAIN FACTORS AFFECTING THE LEVEL AND FORM
OF WATER-OIL CONTACT****А. В. Поднебесных, В. П. Овчинников**

A. V. Podnebesnykh, V. P. Ovchinnikov

ООО «НТЦ ОЙЛТИМ»

ЗанСибБурНИПИ, филиал ОАО «НПЦ «Недра»

**Ключевые слова: водонефтяной контакт; разломы; напор пластовых вод;
наложенный катагенез****Key words: water-oil contact; faults, reservoir waters pressure; imposed catagenesis**

В настоящее время в геологической литературе отсутствует четкое определение водонефтяного контакта (ВНК). Некоторые авторы предлагают за положение ВНК принимать глубину, выше которой при испытании получают безводные притоки нефти с небольшим количеством пластовой воды [1], часть авторов предлагает установить водонефтяной контакт посередине или на 1–2 метра выше уровня переходной зоны [2–3]. Публикации последних лет говорят о том, что положение водонефтяного контакта контролируется в основном закономерностями капиллярного давления и функциями относительных фазовых проницаемостей в переходной зоне [4–6]. Для залежей нефти и газа, расположенных на территории Западно-Сибирской плиты и приуроченных к отложениям васюганской свиты, характерны довольно резкие скачки уровня ВНК в пределах как одной залежи, так и одного пласта. Причинами такого явления могут служить следующие факторы: *литолого-фациальная характеристика пород-коллекторов, наличие дизъюнктивных нарушений и зон деструкции, региональный гидродинамический напор пластовых вод и наложенный катагенез при формировании залежей нефти.*

Литолого-фациальная характеристика пород-коллекторов. Изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов является одним из основных факторов, которые оказывают прямое влияние на положение водонефтяных контактов. В пределах месторождения положение ВНК может изменяться в зависимости от коллекторских свойств: чем лучше коллекторские свойства, тем гипсометрический уровень контакта будет ниже (рис. 1). Рассмотрим влияние литолого-фациальной характеристики пород-коллекторов на формирование наклонного уровня ВНК на примере Стрежевского и Крапивинского месторождений.

Проведенный анализ фациальных особенностей Стрежевского месторождения по форме кривых ПС позволил выделить в пределах пласта Ю₁¹⁺² три фации (фация центральной части вдольберегового бара, фация склоновой части вдольберегового бара и фация межбаровой ложбины). По керновым данным все фации обладают близкими емкостными характеристиками, но отличаются по своим фильтрационным свойствам. Северная часть месторождения приурочена главным образом к фации центральной части вдольберегового бара и частично к фации склоновой части вдольберегового бара. В то же время в пределах южной части залежи выделяются все три фации. Отложения, выделенные в пределах фаций центральной части вдольберегового бара и склоновой части вдольберегового бара, слагают вдольбереговую регрессивный бар субмеридионального простирания. Гребень бара смещен в направлении регрессии моря, что привело к повышению эффективных толщин, улучшению фильтрационных свойств и увеличению песчаности в северной части бара до 0,7 (в южной части — 0,6).

Анализ результатов определения коллекторских свойств по керновым данным показал, что при близком значении пористости в пределах Западной залежи Стрежевского месторождения (около 17 %) значение проницаемости увеличивается по

направлению с юга на север. В южной части залежи значение проницаемости изменяется в пределах $1,7\text{--}285,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при среднем значении $28,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в то время как в северной части залежи проницаемость варьирует в диапазоне $5,8\text{--}323 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при среднем значении $47,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

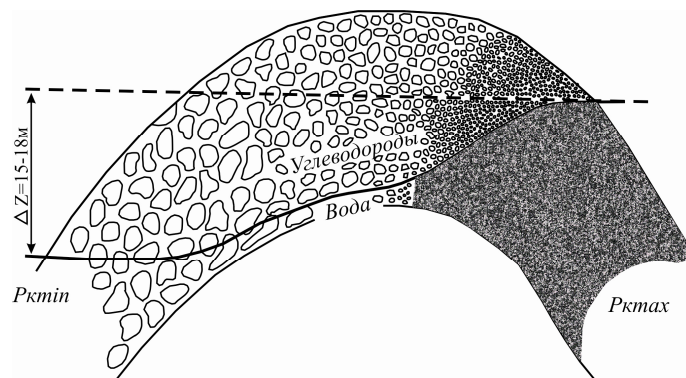


Рис. 1. Изменения уровня ВНК, отражающие разницу в капиллярных давлениях, обусловленных размерами зерен, составляющих породу [7]

На Крапивинском месторождении в объеме подугольной толщи выделяется регрессивный песчаный пласт Ю₁³. Как и для большинства отложений, формировавшихся в период регрессии морского бассейна, для него характерно закономерное, вверх по разрезу, увеличение зернистости песчаников, уменьшение содержания глинистой фракции, улучшение степени сортировки терригенного материала и улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора [8].

В разрезе пласта Ю₁³ были выделены три пачки, каждая из которых состоит из определенной группы фаций. Нижняя пачка «В», которая относится к фациям переходной и нижней части предфронтальной зоны пляжа (совместно с осадками мутьевых потоков), представлена переслаиванием тонкозернистых глинистых песчаников, алевролитов, аргиллитов и является плохим коллектором с минимальными значениями фильтрационно-емкостных свойств. По лабораторным исследованиям керна пористость составляет 12–13 %, а проницаемость — $0,0004\text{--}0,002 \text{ мкм}^2$. Выше по разрезу средняя группа фаций (пачка «Б») формировалась в предфронтальной зоне пляжа при более высокой волновой активности, в обстановке постоянного воздействия волн. Пористость по керну у них изменяется от 12 до 15 %, а проницаемость составляет до $0,01 \text{ мкм}^2$. В кровле подугольной толщи находится верхняя группа фаций (пачка «А»), которая включает фации нижнего и верхнего пляжа. Их формирование происходило в условиях мелководного морского бассейна с активной динамикой среды седиментации. Пористость песчаников этого типа по керну варьирует в пределах от 14 до 19 %, а проницаемость — от $0,01$ до $0,2 \text{ мкм}^2$.

Наличие дизъюнктивных нарушений и зон деструкции. Присутствие в пределах залежей углеводородов (УВ) тектонических нарушений и зон деструкции оказывает большое влияние на формирование зон пород-коллекторов с улучшенными ФЕС. Зоны вторичного минералообразования четко совпадают с температурными аномалиями, приурочены к глубинным разломам и могут оказывать влияние на формирование сложных по своему геологическому строению залежей УВ [9].

Как показал проведенный анализ керна и шлифов, для Крапивинского месторождения процесс выщелачивания проявился в полной мере и сопровождался растворением калиевых полевых шпатов и кварца, выщелачиванием плагиоклазов, а также локальным проявлением альбитовой минерализации. Продуктивные пласты, не подвергшиеся процессу вторичного преобразования, имеют среднюю пористость около 14 % и проницаемость от $0,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В проработанных зонах пористость увеличивается в среднем до 21 %, а проницаемость — до $1,0 \text{ мкм}^2$. Это происходит при значительном увеличении объема пустого порового пространства, которое образуется

при растворении зерен калиевого полевого шпата и кварца. Кроме этого, коллекторские свойства пород-коллекторов улучшаются за счет образования зон разуплотнения, что свидетельствует о наличии зон тектонического напряжения в районе.

Подтверждением значительного количества нетектонических движений в районе Крапивинского месторождений является проведение микроструктурного анализа кварца. Для выявления общих закономерностей в распределении удлинения кварцевых зерен и их оптических осей были построены и проанализированы сводные диаграммы для оптических осей кварца и их удлинения по образцам Крапивинского месторождения (рис. 2). Сводная роза-диаграмма удлинений кварцевых зерен (рис. 2 А) говорит о том, что предпочтительная ориентировка зерен по удлинению очень слабая. Сводная диаграмма ориентировок оптических осей имеет максимум около 2 % (рис. 2 Б), так как большинство зерен кварца в исследуемых песчаниках ориентируется горизонтально. Простираание основного максимума совпадает с направлением сжатия, в обстановке которого возникли разрывные нарушения по азимуту 330° (рис. 2 В). Это направление хорошо согласуется с направлением тектонического сжатия по азимуту $310\text{--}320^{\circ}$, полученному в результате анализа розы-диаграммы направлений малоамплитудных разломов [10].

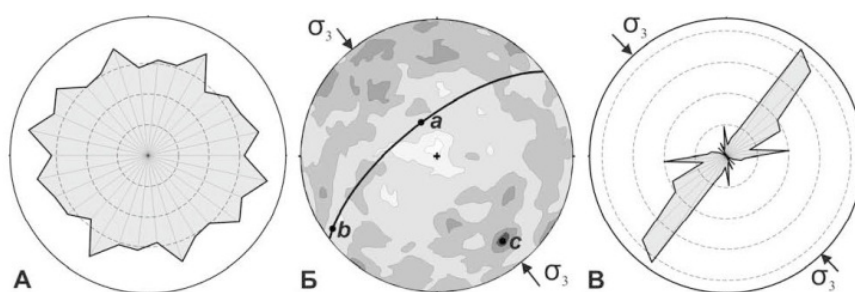


Рис. 2. Сводная роза-диаграмма удлинения зерен кварца (А); диаграмма ориентировок оптических осей кварца (Б); относительная распространенность разрывных нарушений в зависимости от направления (В) (стрелками (Б, В) показаны направления сжатия (σ_3)) [10]

Региональный гидродинамический напор пластовых вод. На территории Западно-Сибирской плиты влияние регионального гидродинамического напора пластовых вод максимально проявляется в районе Каймысовского свода, где оно имеет основное направление с востока на запад и с юга на север [11]. Величина гидродинамического напора в разных частях залежей различна. Как показывают результаты контроля давления в параметрических скважинах разрабатываемых месторождений, в восточной и южной частях давление будет всегда больше, чем в западных и северных частях. Наглядно это видно на примере исследований, проведенных в пьезометрических и контрольных скважинах Первомайского месторождения. В скважинах, пробуренных на восточном крыле структуры, гидравлический напор составляет 184–226 м, в то время как в скважинах западного крыла он значительно меньше, и его величина изменяется от 155 до 177 м.

На крыльях ловушек со стороны, откуда идет региональный гидродинамический напор пластовых вод (восток, юг), коллектор будет испытывать повышенное сопротивление гидродинамического напора вод. И величина репрессии, обеспечивающая проникновение углеводородов в поровое пространство коллектора, будет уменьшенной. Совершенно другая картина наблюдается на противоположной стороне залежи (запад, север). Там давление значительно превышает региональный гидродинамический напор пластовых вод, так как последний имеет пониженное значение, и разница этих давлений имеет увеличенное значение.

Наложённый катагенез при формировании залежей нефти. Процессы вторичного изменения пород-коллекторов также могут оказывать влияние на формирова-

ние наклонных контактов. Это происходит за счет изменения ФЕС пород-коллекторов в зонах, где наблюдаются минералогические и катагенетические аномалии, которые выражаются в резком возрастании количества аутигенных минералов цемента, в заметных изменениях обломочного каркаса пород, особенностях типоморфизма минералов [12].

Процессы наложенного катагенеза развиты крайне неравномерно в осадочных породах Западно-Сибирской плиты. В наиболее активных зонах миграции флюидов осадочные породы могут полностью терять свои первичные вещественные и структурно-текстурные признаки. В более спокойных флюидоактивных зонах осадочные породы, как правило, сохраняют свои структурно-текстурные признаки, но при этом идет процесс изменения порового пространства с образованием новых минеральных видов, не характерных для неизмененных пород-коллекторов. Зоны флюидомиграции тесно связаны с процессами конвективного прогрева бассейнов осадконакопления [13]. Вследствие такого прогрева возникают обширные зоны гидротермально проработанных пород-коллекторов, содержащих залежи нефти и газа.

Вторичная минерализация приводит к почти полному исчезновению пористости и резкому ухудшению коллекторских свойств. По мнению Н. М. Недоливно [14], соотношение мощностей зон в разных коллекторах различное. Оно зависит от высоты ловушки, от объема поступившей нефти, от характера заполнения, от времени существования и степени сохранности залежи и других факторов. В случае неоднократного порционного поступления УВ в ловушку и длительного перерыва между их поступлением происходит миграция ВНК вниз. Как результат смещения ВНК изменяется и положение зон разуплотнения и цементации, изменяется картина распределения пустотно-порового пространства.

Таким образом, формирование наклонных ВНК обусловлено целым рядом факторов, главными из которых являются литолого-фациальная характеристика пород-коллекторов, наличие дизъюнктивных нарушений и зон деструкции, региональный гидродинамический напор пластовых вод и наложенный катагенез при формировании залежей. Наиболее часто наклонные ВНК встречаются в отложениях васюганской свиты Западно-Сибирской плиты в пределах Каймысовского свода. Такая закономерность объясняется особенностями осадконакопления пород-коллекторов, наличием обширных зон деструкции, с которыми связаны процессы наложенного эпигенеза. Эти процессы выражаются в формировании зон улучшенных пород-коллекторов за счет растворения минеральных зерен цемента или появления новых минеральных видов, ухудшающих коллекторские свойства.

Список литературы

1. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.
2. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа [учеб. пособие для студ. в высш. учеб. заведений] / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1985. – 422 с.
3. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа [учеб. пособие для вузов] / М. А. Жданов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
4. Соколова Т. Ф. Обоснование положения водонефтяного контакта в верхнеюрских пластах в условиях фациальной изменчивости / Т. Ф. Соколова, Г. Р. Василевская, Е. А. Изюмова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 24-27.
5. Зиновкина Т. С. Применение дисперсионного анализа для определения начальной отметки водонефтяного контакта залежи / Т. С. Зиновкина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 6. – С. 67-70.
6. Михайлов А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах / А. Н. Михайлов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – № 1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.html. (Дата обращения: 10.02.2015).
7. Дальберг Э. Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа: пер. с англ. Е. В. Кучерука. / Э. Ч. Дальберг. – М.: Недра, 1985. – 149 с.
8. Кравченко Г. Г. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керн / Г. Г. Кравченко, Е. А. Жуковская // Известия ТПУ. – 2010. – № 1 (316). – С. 80-87.
9. Поднебесных А. В. Проблемы диагностики цеолитов и влияние их наличия на разработку продуктивных отложений Мессояхской группы месторождений / А. В. Поднебесных, В. П. Овчинников //

Известия Томского политехнического университета / Томский политехнический университет. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 137-145.

10. Чернышов А. И. Петроструктурные особенности песчаных коллекторов Крапивинского месторождения (Томская область) / А. И. Чернышов, Г. Г. Кравченко // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 248-251.

11. Трушкин В. В. Физические и геологические основы изучения движения вод в глубоких горизонтах / В. В. Трушкин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 156 с.

12. Поднебесных А. В. Цеолиты нижнемеловых коллекторов Мессояхской группы месторождений (Западная Сибирь) / А. В. Поднебесных, Е. А. Жуковская, В. П. Овчинников // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ / ТюмГНГУ. – 2014. – № 3. – С. 32-39.

13. Соколов Б. А. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа / Б. А. Соколов, А. Н. Гусева // Вестн. Моск. ун-та. сер. геологич. – 1993. – № 3. – С. 39-46.

14. Недоливко Н. М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов / Н. М. Недоливко // Известия Томского политехнического университета / Томский политехнический университет. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 99-107.

Сведения об авторах

Поднебесных Александр Владимирович, к. г.-м. н., главный инженер проекта ООО «НТЦ ОЙЛТИМ», г. Сочи, тел. 8(862)2255447, e-mail: PodnebesnyhAV@oilteam.ru

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, заместитель генерального директора, ЗапСибБурНИПИ, филиал ОАО «НПЦ «Недра». г. Тюмень, тел. 8(3452)204105, e-mail: burenieOVP@rambler.ru

Information about the authors

Podnebesnykh A. V., Candidate of Science in Geology and Mineralogy, chief engineer of the project of LLC «NTC OILTEAM», Sochi, phone: 8(862)2255447, e-mail: PodnebesnyhAV@oilteam.ru

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, professor, General Director Deputy of ZapSibBurNIPI, OJSC «NPC Nedra» branch, Tyumen, phone: 8(3452)204105, e-mail: burenieOVP@rambler.ru