

С.В. Матяшов, В.И. Зотиков, В.А. Слизовский,
В.Д. Спасибко, А.В. Спасибко

*«ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ», ПермНИПИнефть
Пермский государственный технический университет*

ИЗОЛЯЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПРОЦЕССЕ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ

С точки зрения постседиментационных изменений коллекторского пространства рассматривается проблема наклонных водонефтяных контактов (ВНК).

Во многих нефтегазоносных бассейнах мира известны залежи с наклонными ВНК. Это объясняют различными факторами, однако доминирующая роль отводится динамике подземных вод. Между тем наклонные ВНК встречаются и в тех местах, где не наблюдается необходимой для этого скорости движения пластовых вод. В последние годы установлено, что одной из причин этих аномалий являются постседиментационные изменения в зоне контакта нефти с водой.

Часто изоляция залежей происходит из-за образования твердого или полутвердого битумно-минералогического слоя. Такие явления зафиксированы на месторождениях Ближнего и Среднего Востока (Бурган, Румейла и др.), в США (Прадхо-Бей, Мак-Лаут, Хокинс, Франни, Грас-Крик, Мерфи и др.) [1].

В отечественной практике разработки нефтяных месторождений подобные процессы также не являются случайностью. В условиях Пермского Прикамья выявлены случаи, как в терригенных, так и в карбонатных отложениях, когда наклонные ВНК связаны именно с изоляцией нефтяных залежей. Характерным примером является залежь в отложениях бобриковского горизонта на Кузьминском месторождении (П. А. Софроницкий, В. Н. Рыбаков, 1973).

При первичном подсчете запасов нефти Кузьминского месторождения было отмечено, что ВНК по данным БКЗ выделить ни в одной из пробуренных скважин невозможно. Суждение о положении контакта основано на данных о положении явно нефтеносных или водоносных пластов. Корреляция разрезов и данные о структурном положении скважин позволили сделать вывод, что ВНК залежи изменяется с запада на восток в пределах абсолютных отметок от -1623,5 до -1615,5 м. Залежь в бобриковских отложениях (пласты Бб₂-Бб₁) к 1967 г. была опробована в четырех скважинах. Промышленные притоки нефти получены в трех скважинах. В четвертой скважине получен приток пластовой воды. Дальнейшее бурение добывающих (13) скважин в предполагаемой водонефтяной зоне позволило выделить зону окисленной нефти, которая

достаточно уверенно фиксируется по промыслово-геофизическим данным (НГК и микрозонды).

Наличие битумной массы в зоне ВНК подтвердил и литолого-петрографический анализ керна. Кроме того, установлено, что поры песчаника в этой зоне выполнены вторичным ангидритом. Присутствие вторичных отложений ангидрита свидетельствует о том, что в зоне ВНК под действием пластовых вод происходило не только окисление нефти, приводящее к образованию густой битумной массы, но и отложение солей, способствовавшее уплотнению образовавшегося экрана.

Таким образом, на Кузьминском месторождении по геолого-промысловым и литолого-петрографическим данным, а также по анализу изменения пластового давления в нефтенасыщенной части залежи бобриковского горизонта в процессе ее разработки был установлен битумный, а иногда битумно-литологический экран в зоне ВНК.

В связи с тем, что водонефтяная зона выполнена битумом, понятие ВНК в данном случае теряет физический смысл. Поэтому при геометризации таких залежей необходимо устанавливать не внешний и внутренний контуры нефтеносности, а зону распространения битумного или битумно-литологического экрана, выше которого располагается нефтенасыщенная часть разреза, а ниже – водоносная. Построение для таких залежей карт эффективной нефтенасыщенной толщины, на основе которых производится оценка их запасов, по-видимому, нецелесообразно, так как может привести к неправильным расчетам, поскольку внутренний контур нефтеносности в таких случаях не соответствует действительности (В.И. Азаматов, Е.В. Кучерук, В.Д. Спасибко, 1982).

Изоляция нефтяных залежей в подошвенной части вторичными минералами и твердыми битумами широко распространена в карбонатных и терригенных отложениях. Выделяются четыре степени изоляции: полная, значительная, малая и незначительная. Интенсивность изоляции зависит от совокупности геологических и микробиологических факторов, а ее полнота – от распространения эпигенетических явлений. Закономерности их могут быть установлены с помощью комплекса методов изучения кернового материала, данных ГИС и промысловых исследований.

При построении схем распространения изолирующего слоя выделяют три зоны: зона полной изоляции, зона возможной изоляции, зона отсутствия изоляции в подошве залежи.

Изолирующий слой может подвергаться процессам кристаллизации в виде пойкилитового, регенерационного, крустификационного цемента, кальцитизации в виде «гнезд» или «червяков» вторичного кальцита и трещин, заполненных кальцитом (В.Н. Быков, Л.Ю. Данилова, 1971). Формирование изолирующего слоя на площади залежи происходит неравномерно, о чем свидетельствуют его неоднородность и площадь распространения. Вторичные минералообразования в изолирующем слое возникают после формирования залежи, о чем свидетельствуют результаты микробиологических и масс-спектрометрических исследований. Неравномерность распространения

изолирующего слоя указывает на наличие в подошве залежи очагов кристаллизации вторичных минералов. Это служит косвенным признаком наличия хемогенных процессов образования вторичных минералов, а также микробиологических процессов [2].

При геометризации залежей нефти Юрчукского месторождения нами установлено аномальное значение вязкости в башкирской залежи. Если вязкость нефти в пластовых условиях для турне-фоменской и бобриковской залежей равны соответственно 1,28 и 1,13 мПа·с, то в башкирской она составляет 13,4 мПа·с. Однако анализ кернового материала и физико-химических свойств нефти показал неоднородность этого параметра по разрезу и площади.

Так, в образцах керна скв. 2-бис, 41-ОГН, 45, 48, 60, 61, 213 и 899 отмечена битуминозность в интервале 1605–1616. При анализе расположения этих скважин по площади и разрезу залежи выявилась тенденция развития битуминозности в зоне ВНК (на что указывают абсолютные отметки отобранных образцов). Помимо кернового материала, при исследовании были использованы анализы проб поверхностной нефти, полученные как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах.

Обращают на себя внимание результаты исследований скв. 62. Одна проба нефти получена из интервала 1593–1609 м, кинематическая вязкость ее составила при 20 °С 58,1 мм²/с, тогда как у пробы с глубины 1590–1617 м. она составляет при тех же условиях 90,9 мм²/с.

Это еще раз подтверждает, что битуминозность коллекторов, как и по керновым данным, приурочена к зоне ВНК, средняя отметка которого принята на глубине -1614 м.

Исследования свойств нефти на современном этапе подтверждают глубину залегания битуминозного слоя. Так, в скв. 872, 80 и 913, исходя из интервалов перфорации пластов, тяжелая, вязкая нефть приурочена к зоне ВНК.

Из анализа керновых данных и исследования проб нефти можно сделать заключение, что среднюю глубину залегания битуминозного слоя можно принять на абсолютной отметке -1605 м. Однако сделать вывод о повсеместном распространении этого слоя нельзя. Очевидно, в некоторых скважинах существует гидродинамическая связь с подошвенной водой. Это подтверждается обводнением скважин пластовой водой, которые хаотично расположены в различных частях залежи (скв. 851, 873, 874, 904, 81 и 758). Можно предположить, что на этих участках есть гидродинамические «окна», через которые осуществляется связь нефтенасыщенной части залежи с подошвенной водой. Участки залежи, гидродинамически связанные с подошвенной водой, могли бы быть более значительными, но в большинстве скважин залежь в зоне ВНК не вскрыта, а часть вскрытых пластов не дает притока (это касается в основном пласта Бш₃ и частично пласта Бш₂).

Косвенным подтверждением наличия изолирующего слоя в подошве башкирской залежи является резкое падение пластового давления на начальной стадии разработки, вплоть до начала закачки воды.

Выявленная закономерность распространения битуминозного слоя в подошве башкирской залежи позволила закартировать его в пределах каждого пласта.

Вполне закономерно, что фильтрационные свойства коллекторов существенно снижаются при повышении вязкости нефти, а при переходе ее в битумы фильтрация в пласте стремится к нулю. Поэтому выделение зоны с аномальными свойствами нефти позволяет дифференцировать добывные возможности в пределах залежи путем расчета коэффициента нефтеизвлечения.

В данной работе проведен подсчет запасов углеводородов (нефти и битума) по усредненным емкостным характеристикам коллекторов, принятым в подсчете запасов. Расчеты показали наличие большого количества запасов битумообразований, что в значительной мере влияет на конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Наличие изолирующего слоя в подошве башкирской залежи также сказывается на системе разработки, т.к. снижает энергетические возможности подошвенной воды.

Таким образом, приведенный анализ аномальных явлений частичной или полной герметизации нефтяных залежей независимо от их генетической принадлежности показывает на значительные изменения в представлении о геометрии залежи и ее емкостно-фильтрационных свойствах. Это существенно отражается на величине извлекаемых запасов углеводородов, а следовательно, и конечной величине нефтеизвлечения.

Библиографический список

1. Азаматов В.И., Кучерук Е.В., Спасибко В.Д. Об изоляции нефтяных залежей в подошве битумным слоем // Нефтегазовая геология и геофизика: Материалы научно-техн. совещ. 1982. № 5.
2. Быков В.Н., Данилова Л.Ю. Вторичное минералообразование в зонах ВНК // Сб. тр. ПермНИПИнефть. Пермь, 1971. Вып. 6.

Получено 12.05.03