

**ВЫЯВЛЕНИЕ КАНАЛОВ НИЗКОГО ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

А.И. Бахлюстов

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

В связи с интенсивной разработкой месторождений углеводородов происходит быстрое увеличение обводненности продукции по многим добывающим скважинам, что в свою очередь приводит к сокращению нефтеотдачи и, следовательно, к существенной потере нефти. Решение задач по снижению темпов обводненности и извлечению запасов в условиях месторождений с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) требует применения новых технологий по контролю и оценке используемых мероприятий. Существующие методы исследований не всегда полно и динамично способны отражать информацию, необходимую для качественного анализа.

Поэтому цель данной работы – изучить фильтрационные параметры пласта-коллектора на основе результатов трассерных исследований и определить способы уменьшения обводненности на примере одного из месторождений, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе.

Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской платформы изучаемое нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории южной части субрегиональной структуры – Ямало-Тазовской мегасинеклизы.

Рассматриваемое месторождение характеризуется широким стратиграфическим диапазоном распространения залежей нефти и газа. Этаж нефтегазоносности охватывает толщу пород осадочного чехла от среднеюрского до поздне мелового возраста и составляет около 2000 м. В его составе выделяют три нефтегазоносных комплекса: средне-верхнеюрский, неокомский и апт-сеноманский. Основная нефтегазоносность связана с горизонтом БВ₈, который содержит 61% геологических запасов нефти месторождения. В целом, залежь горизонта БВ₈ по насыщению УВ является нефтяной с небольшой газоконденсатной шапкой.

Пласт БВ₈¹ представлен песчаниками и алевритами с невысокими коллекторскими свойствами: значения пористости по керну изменяются от 15,5 до 20,1%, среднее значение – 18,5%; проницаемость по керну изменяется от 0,001 до 0,028 мкм², среднее значение – 0,018 мкм². Для пласта характерно ухудшение коллекторских свойств с севера на юг и от центра к периферии. Толщина пласта в пределах залежи не выдержана, общая толщина варьируется в пределах 1,0-23,8 м и в среднем составляет 8,8 м.

Трассерные (индикаторные) исследования позволяют установить и оценить гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами, между различными продуктивными горизонтами; достоверно определить объем высокопроизводительной части межскважинной зоны пласта [2].

Сущность индикаторных исследований заключается в том, что в пределах изучаемой залежи выделяется опытный участок, включающий в себя одну нагнетательную скважину (источник индикатора) и группу добывающих скважин (приемники индикатора). Введенный через нагнетательную скважину в пласт-коллектор индикатор с течением времени перемещается к добывающим скважинам, на устье которых через установленные промежутки времени производится отбор проб добываемой продукции. В пробах производится количественное определение содержания индикатора. Для этого используется серийно выпускаемая аналитическая аппаратура, типа хроматографических комплексов «Хроматэк Кристалл 5000.2», «Кристаллюкс-4000М», фотоколориметров КФК-3, КФК-2МП, флуориметры ФАНК-1, Квант-9, Флюорат-2М и др. [3].

Преимущество индикаторного способа по сравнению с аналогами (гидропрослушивание, геофизические, гидрохимические и др. исследования) заключается в том, что он является наглядным методом, позволяющим получить ряд параметров, характеризующих коллекторские свойства залежи непосредственно в пластовых условиях межскважинной области нефтяного коллектора. Область применения технологии не ограничивается способом эксплуатации и оборудованием в скважине, дебитом добываемой жидкости, вязкостью и газовым фактором. Исследования не накладывают ограничений на режим работы эксплуатационных скважин. Технология процесса не требует изменения принятой системы разработки. Применение способа не требует остановки нагнетательных и добывающих скважин, связанной с потерей добычи нефти [1].

На исследуемом месторождении в качестве опытного участка был выбран район скважины 111. Была выполнена закачка индикатора нитрата аммония в пласт БВ₈¹ через нагнетательную скважину 111. Согласно ранее утвержденному плану работ, было закачено 800 кг трассера в виде сухого порошка, предварительно растворенного в 6 м³ пресной воды. В качестве реагирующего окружения были выбраны 20 добывающих скважин, обводненность которых варьируется от 9 до 99 %. Приемистость нагнетательной скважины 111 составила 253 м³/сут. Всего, за период исследования по данному объекту, было выполнено 909 отборов. Часть проб не удалось отобрать по причине проведения подземного (ППС) и капитального (КРС) ремонта скважин и «срыва» подачи по скважинам.

В ходе обработки результатов трассерных исследований были построены графики распределения установленных фильтрационных потоков в пределах опытного участка нагнетательной скважины. При построении указанного распределения использовались данные по выявленным (за 60 суток) объемам меченой воды для каждой контрольной скважины в среднесуточном объеме закачки. Также определена степень зависимости контрольных добывающих скважин от закачки в нагнетательную. Построены карты распределения концентрации трассера по

пласту БВ₈¹ исследуемого месторождения, а также карты распределения проницаемости.

Из анализа результатов индикаторных исследований на участке нагнетательной скважины 111 изучаемого месторождения можно сделать следующие выводы.

Преимущественные направления фильтрации меченой воды в пределах объекта исследования определены в северной и северо-западной областях. Южная и западная область района исследования слабо охвачена процессом заводнения. Локальный характер развитости групп каналов для контрольных скважин является следствием созданного режима заводнения и отбора залежи нефти пласта БВ₈¹. По исследованному объекту скорость движения нагнетаемой воды в скважину 111 в среднем составляет 49 м/сут. Средняя проницаемость по объекту исследования составляет 13,34 мкм². Основной массоперенос трассера для большинства скважин определен прорывом закачки на скоростях 42 – 1 024 м/сут. по каналам проницаемостью 6,8 – 150 мкм². При этом расходуется до 7% суточной закачки в скважину 111. Количество трассера, вышедшего на дневную поверхность за все время исследования (60 суток), составило порядка 10% относительно массы закачки (800 кг). Суммарная производительность установленных фильтрационных каналов составила 18 м³/сут.

Не извлеченная на дневную поверхность часть индикатора, вероятнее всего, продолжает фильтроваться по поровой матрице породы исследуемого пласта. Площадь оторочки на момент окончания исследования составила 17 675 м². Скорость фильтрации меченой воды в районе составила 0,5 – 1,87 м/сут.

Таким образом, анализ результатов трассерных исследований выявил прямую гидродинамическую взаимосвязь между отдельными скважинами и помог установить наличие каналов низкого фильтрационного сопротивления, повышающих обводненность окружающих добывающих скважин. Проведенные исследования позволят скорректировать работу нагнетательных скважин на месторождении – зная скорость фильтрации закачиваемой жидкости и параметры фильтрационных каналов, можно подобрать наиболее подходящий режим работы, способствующий не столь быстрому обводнению окружающих скважин.

Согласно геологическому описанию продуктивные горизонты месторождений осложнены многочисленными проводящими тектоническими нарушениями. Соответственно наиболее вероятной причиной образования каналов низкого фильтрационного сопротивления является наличие трещин, появившихся в результате повышения давления нагнетания над критическим значением, а также постседиментационных тектонических процессов. Создание градиента давления между нагнетательными и добывающими скважинами будет способствовать раскрытию и росту этих трещин, по которым в результате произойдет прорыв закачиваемой воды в добывающие скважины. Образование вторичной трещиноватости также может происходить самостоятельно при превышении давления нагнетания над давлением разрыва пород. Согласно технологическому режиму среднее давление нагнетания доходит до 500 атм, что превосходит давление разрыва и приводит к образованию каналов низкого фильтрационного сопротивления. Следует отметить, что при наличии в коллекторе природной трещиноватости, вероятность возникновения техногенных трещин увеличивается в несколько раз. В результате возникает смешанная сеть трещин природного и техногенного происхождения.

Вследствие существенного влияния каналов низкого фильтрационного сопротивления на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи возникает необходимость создания искусственного фильтрационного сопротивления в этих каналах. Это может достигаться закачкой в пласт осадкообразующих систем и их композиций. Современные осадкообразующие системы имеют свойство глубоко проникать в пласт (до 300 и более м). После коагуляции и последующей седиментации образуется устойчивый к размыву водой осадок (длительность и устойчивость определяется технологией). Вследствие чего часть закачиваемой воды направляется на вытеснение из пористой части пласта, находящейся в зонах с низкими коллекторскими свойствами и слабым дренированием жидкости. Тем самым повышается коэффициент охвата заводнением (до 7-8%) и нефтеотдачи (до 3-5%). Еще одним из эффективных методов воздействия на пласт является применение гелеобразующей системы РВ-ЗП-1, технология которой является высокотехнологичной и экологически безопасной для окружающей среды.

Литература

1. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
2. Никаноров А.М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 158 с.