

1. Оценивая результаты экспериментальных исследований, можно утверждать, что применение биополимерных и коагулирующих растворов эффективны для вскрытия продуктивных пластов как в условиях Лянторского, так и в Южно-Ягунского месторождении.

2. Проведенные экспериментальные исследования по оценке влияния буровых растворов на коллекторские свойства естественных образцов керна в условиях, близких к пластовым, показали высокую сохранность фильтрационно-емкостных свойств коллектора при использовании биополимерных буровых растворов за счет создания коагуляционного экрана, который в последствии может быть разрушен перфорацией или другими методами

Таблица 2

Результаты экспериментов СургутНИПИнефти, полученные на оборудовании FDES-650Z

Номер образца	Средняя проницаемость образца для газа, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	№ эксперимента	Условия фильтрации			Коэффициент восстановления проницаемости (β), %		
			Время, ч	Скорость, $\text{м}^3/\text{ч}$	Толщина корки, мм	Полной колонки	Двух кернов	Одного керна
Биополимерный раствор								
5854-95	383	1	8,30	0,36	3,0	45	100	100
5866-95	364	2	9,00	0,27	0,27	54	100	100
5859-95	295	3	14,00	0,25	0,25	37	93	94
Полимерглинистый раствор								
5870-95	370	1	13,00	1,77	8,0	37	38	51
5852-95	375	2	12,00	3,9	8,0	28	28	28
5864-95	364	3	10,00	3,6	8,0	12	33	50

Литература

1. Балуев А.А., Лушпеева О.А., Грошева Т.В.. Эффективность применения биополимерных буровых растворов при бурении боковых стволов с горизонтальным участком // Нефтяное хозяйство, 2001. – № 9. – С. 35 – 37.
2. РД 5753490-022-2000. Технологический регламент на бурение из обводненных и бездействующих эксплуатационных скважин боковых стволов с горизонтальным участком. – Тюмень, ОАО «Сургутнефтегаз», 2000. – 87 с.
3. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / Под редакцией А.И. Булатова. – М.: Недра, 2003. – 1007 с.

РОЛЬ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА

Я.В. Оленев

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются одним из основных инструментов для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и мониторинга его энергетического состояния. Результаты ГДИС находят применение при планировании геолого-технических мероприятий, гидродинамическом моделировании, оптимизации разработки месторождений и определении области и направления дренирования скважин. Для получения полной модели залежи необходимо проводить ГДИС несколько раз в год на каждой скважине. Это позволит проследить динамику изменения основных параметров пласта и производить соответствующие корректировки в работе скважин [3].

Стоит отметить, что большинство месторождений углеводородов (УВ) характеризуются сложным строением резервуаров и невыдержанностью коллекторских свойств коллекторов, что усложняет интерпретацию ГДИС [5].

Рассмотрим особенности получения данных о ФЕС пласта по результатам ГДИС на примере одного из крупнейших в Восточной Сибири месторождения, имеющего довольно сложное геологическое строение.

В тектоническом плане исследуемое месторождение расположено в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы и приурочено к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Ленско-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Промышленно продуктивным на территории месторождения является непский горизонт, представленный двумя песчаными пластами, которые разделены между собой алевроглинистой пачкой [2].

Многопластовый, сложный тип коллектора значительно усложняет процесс бурения высокодебитных скважин, поэтому в настоящее время при разработке месторождения широко применяется технология бурения горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины имеют значительно большую область дренирования, чем вертикальные, так как длина горизонтальных стволов может достигать нескольких сотен метров [1].

В большинстве исследований изменение давления при работе вертикальной скважины в конечном открытом пласте в течение длительного времени носит логарифмический характер. В случаях притока флюида к горизонтальной скважине получаются более сложные зависимости изменения давления от времени, связанные с особенностями фильтрационного течения. Несмотря на хорошо развитую теорию интерпретации кривых восстановления давления (КВД) и кривых падения давления (КПД) в горизонтальных скважинах по идентифицированным режимам, при обработке реальных КВД/КПД возникают затруднения. Начало и окончание периодов, соответствующих отдельным режимам течения, зависят не только от параметров пласта, но и от степени сегрегации фаз флюида, скин-эффекта, величины эффективной длины горизонтального ствола, от его положения относительно кровли и подошвы, от степени его искривленности и т.д. [4].

Следует отметить, что в связи с интенсивной разработкой изучаемого месторождения, имеет место влияние работы окружающего фонда скважин на поведение кривой давления при остановке на КВД/КПД. Поэтому в ряде случаев затруднено корректное определение параметров пласта. Для минимизации интерференции соседних скважин рекомендуется не менять их режим работы во время исследования [5].

В ходе исследования были проанализированы результаты ГДИС в 9 горизонтальных скважинах. Четыре из них являются нефтяными и имеют среднюю эффективную длину горизонтального ствола порядка 400 м – по ним проводились исследования методом КВД (средний радиус исследования 650 м). Остальные скважины – нагнетательные, средняя длина ствола около 100 м, исследования проводились методом КПД (максимальный радиус исследования составил 1100 м).

Рассмотрим особенности определения режима течения для горизонтальных скважин. В начальный период исследования на горизонтальных скважинах развивается радиальный режим течения в вертикальной плоскости, перпендикулярной оси скважины. Если скважина расположена несимметрично относительно кровли и подошвы пласта, то при достижении ближайшей границы пласта начинает развиваться полурадиальный режим течения. Когда фронт распространения волны давления достигает верхней и нижней границ пласта, то вертикальное радиальное течение заканчивается. В ряде случаев, когда эффективная длина скважины достаточно велика по сравнению с мощностью пласта, после начального радиального режима течения наблюдается линейный режим течения. Поздний радиальный режим течения развивается при длительном исследовании скважины, когда скважина работает как точечный источник. При интерпретации данных, полученных при проведении ГДИС, по логарифмическим графикам давления выделяют радиальное течение, по которому определяются такие параметры как проницаемость, эффективная длина горизонтального участка, скин-фактор призабойной зоны. Другой сложностью получения параметров в горизонтальных скважинах является невозможность опускания прибора до интервала перфорации (угол искривления скважины до 56°), соответственно все данные пересчитываются, с учетом плотности флюида на глубине спуска прибора, что также вносит свои коррективы в точность результатов [4].

При анализе данных ГДИС были получены следующие результаты. Проницаемость (Кпр) по ГДИС в среднем варьируется от 40 до 470 мД – максимальна она в центре пласта (скважины 1, 2, 3, 7) и уменьшается к периферии, за исключением скважины 9, проницаемость коллектора в которой максимальна для данной территории и составляет 470 мД. При выполнении ретроспективного анализа по скважинам видно, что проницаемость пород в добывающих скважинах 2 и 3 скачкообразно понижается (в скважине 2 – на 184 мД за 3 месяца, в скважине 3 – на 89 мД за 2 года), в то время как в нагнетательных Кпр коллектора возрастает (в скв. 1 – на 157 мД, в скв. 4 – на 24 мД за 2 года). Таким образом, в целом продуктивный пласт на изучаемом месторождении является низкопроницаемым.

В добывающих скважинах уменьшение проницаемости может быть обусловлено коагуляцией призабойной зоны пласта, процессом окисления нефти при нагнетании в пласты подтоварных сточных вод, либо набуханием глин пород-коллекторов при взаимодействии с пресной водой и растворами некоторых химических реагентов (щелочей) – все это приводит к снижению абсолютной проницаемости пласта, особенно низкопроницаемых прослоев.

Повышение проницаемости в нагнетательных скважинах объясняется эффектом авто-ГРП, приводящим к образованию сетки трещин в пласте и, как следствие, к увеличению площади обводнения.

Оценивая степень загрязнения призабойной зоны пласта, видно, что значение общего скин-фактора изменяется от -3,92 до 14,1. Максимальное положительное значение скин-фактора (14,1) наблюдается в скважине 1. В результате проведения ГДИС за период с 2010 по 2012 гг. также наблюдаются изменения, как механического скин-фактора, отвечающего за степень загрязнения порового пространства механическими частицами, так и геометрического, говорящего о несовершенстве геометрии вскрытия продуктивного пласта. Так, в скважине 1 скин-фактор механический увеличился на 6,6 единиц, а скин-фактор геометрический – на 7,6; в скважине 4 скин-фактор механический уменьшился на 9, в то время как геометрический остался без изменения. Это может говорить о неполном объеме проведенных мероприятий по очистке пласта [5].

Стоит отметить, что интерпретация данных ГДИС в горизонтальных скважинах на нефтегазоконденсатных месторождениях имеет ряд сложностей. Так, во всех проанализированных скважинах на билогарифмическом графике скрыты линейное и начальное радиальное течение, по которым определяются такие параметры, как эффективная длина горизонтального участка, скин-фактор призабойной зоны и отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной – kz/kg . Поэтому данные параметры были получены с некоторыми допущениями. Это обусловлено тем, что как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах на билогарифмическом графике наблюдается аномальное поведение производной давления в начальный период после остановки скважины на КВД/КПД. Подобное поведение производной в добывающих скважинах может быть связано с сегрегацией фаз в стволе скважины, а в нагнетательных – с закрытием основного объема трещин.

Другой важной особенностью проведения ГДИС является то, что по полученным данным можно отследить разнопроницаемые участки и установить дальность области заводнения пласта. Это определено тем, что при переводе добывающих скважин под нагнетание с целью поддержания пластового давления (ППД), закачиваемая в них жидкость вытесняет флюид, ранее находящийся в пласте. Поэтому возникают разные фазовые проницаемости при интерпретации данных ГДИС, так как нагнетаемая в пласт вода имеет меньшую подвижность в нефтяном пласте, чем нефть [4].

Подобную картину можно наблюдать и на исследуемой территории. Нагнетательные скважины 1 и 4 имеют модель радиального композита, что и обусловлено изменением флюида (нефть замещается водой) по литорали пласта. На границе раздела фаз наблюдается не постоянное давление, а градиент, т.е. приток с обеих сторон одинаков, но из-за разницы в гидропроводности по закону Дарси получаются два разных градиента давления. Когда сигнал доходит до границы смены флюида, то наблюдаются изменения условной гидропроводности и пьезопроводности. Радиус зоны композита в скважине 1 составляет 412 м, в скважине 4 – 140 м. Проводя моделирование области дренирования изучаемых скважин при условно радиальной модели течения флюида в пласте, видно насколько важно корректировать режим работы скважин, чтобы не произошло заводнение пласта, так как скважины 1 и 4 работают на больших репрессиях.

Таким образом, для детального анализа параметров большое значение имеет площадь и направление дренирования скважины. Необходимо знать в каком направлении происходит течение флюида в скважине. Радиальная модель течения – упрощённая идеализированная модель притока. Но в связи со сложностью, неоднородностью литологии и ФЕС, говорить только о радиальном течении нельзя. В процессе разработки для уточнения площади дренирования скважин используют метод гидропрослушивания, который позволяет достоверно выявить зону распространения фильтрации флюида. Таким образом, необходим постоянный мониторинг за процессом разработки, а также контроль работы скважин во избежание заводнения продуктивного пласта и окружающих добывающих скважин.

Проведение ГДИС дает обширный объем данных о параметрах пласта, анализ которых позволяет оценить изменение в области дренирования скважины, проследить изменения ФЕС и определить контур заводнения. Зная параметры пласта, радиус композита, показатели эксплуатации скважины, можно подобрать оптимальный режим работы на соседних скважинах для эффективного процесса разработки месторождения. Но для получения достоверных результатов интерпретации ГДИС и минимизации всех возможных расчетных погрешностей необходим комплексный подход к проведению самих исследований – от дизайнера и до совершенствования методик обработки данных.

Литература

1. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Исследование горизонтальных скважин: Учебное пособие. – М.: РГУ, 2004. – 300 с.
2. Булдыгеров В.В. Геологическое строение Восточной Сибири: Учебное пособие. – Иркутск: ИГУ, 2007. – 150 с.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
4. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е., Камартдинов М.Р., Деева Т.А. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
5. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Ижевск: Изд-во ИКИ, 2006. – 512 с.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДЕСТРУКЦИИ КЕРОГЕНА В ПРИСУТВИИ МИНЕРАЛЬНОГО ПИРИТА И КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ КОБАЛЬТА

Я.В. Онищенко, С.А. Ситнов, А.Г. Иванова, А.В. Вахин, Д.К. Нурғалиев

Научный руководитель профессор Д.К. Нурғалиев

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Среди альтернативных источников сырья для промышленной энергетики в настоящее время особый интерес представляют горючие сланцы [12, 3]. В баженовской свите сконцентрирована большая часть горючих сланцев России, содержащих как твёрдое органическое вещество (кероген), так и жидкую легкую нефть в низкопроницаемом глинистом коллекторе.

Площадь баженовской формации составляет более 1 млн. км², глубина залегания более 2 км при толщине 20–30 м. Пластовая температура достигает 130° С. Извлекаемые запасы нефти могут достигать нескольких десятков млрд. т. Кероген образовался в результате накопления в осадочных породах в условиях кислородной изоляции органического вещества [14]. В баженовской свите содержание керогена составляет от 5% до 40% и находится в породе в виде коллоидных частиц шарообразной формы диаметром 20–140 мкм.

Очевидно, что сланцы, характеризующиеся относительно высоким содержанием высокомолекулярных углеводородных соединений, следует рассматривать как нефтехимическое сырьё для получения широкого спектра продуктов. Однако высокая зольность, низкая реакционная способность керогена горючих сланцев требует применения новых высокоэффективных методов добычи. В числе наиболее перспективных методов необходимо указать внутрислоевого горения. Применение данной технологии на отложениях баженовской свиты определяется некоторыми особенностями, связанными со свойствами керогена и малой плотностью нефти в рассматриваемых породах-коллекторах.

Процесс горения поддерживается закачиванием в нагнетательную скважину обычного воздуха, воздуха обогащенного кислородом или кислорода. В результате образуются вода и диоксид углерода, которые,