

АНАЛИЗ ГДИС И ПГИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАСТРОЙКА МОДЕЛИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА ПО ИНДИКАТОРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ «RESMAN»

С.И. Мельников, А.И. Ипатов (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

1. Характеристика объекта исследований

В настоящее время компания «Газпромнефть» активно занимается освоением и разработкой Приразломного нефтяного месторождения на шельфе Печорского моря, проект реализуется с использованием уникальной морской ледостойкой платформы. Объекты этого месторождения – высокопористые (межгранулярный коллектор) и слаботрециноватые карбонаты Ia, Ib, Ic, по своим свойствам близкие к терригенным коллекторам. Вскрытие пласта выполняется кустовым горизонтальным бурением с длинами горизонтальных стволов (ГС) 700–1 500 м, что позволяет получать пусковые дебиты до 2 тыс. куб. м нефти в сутки. Поддержание пластового давления обеспечивается закачкой воды через нагнетательные ГС (активность аквифера слабая). Все горизонтальные скважины оснащены премиум-портами, которые регулируются на забое (с привлечением канатной техники). В перспективе – применение на данном месторождении «активных» систем заканчивания ГС на основе дистанционно регулируемых с поверхности мандрелей в компоновках «ICD».

2. Решаемые задачи, комплекс исследований

Комплекс промысловых исследований включает обязательные гидродинамические исследования (ГДИС), в том числе на базе стационарных глубинных датчиков (датчики ТМС на приеме ЭЦН); исследования профилей притока и приемистости методами продуктивного каротажа ПГИ (PLT) (проводятся с использованием самодвижущихся систем «Tractor»); дополнительно в добывающих скважинах организован выборочный мониторинг профилей притока нефти и воды по интенсивности выноса в продукции специфичных химических индикаторов «Resman», установленных при заканчивании во все мандрели компоновок «ICD».

Таким образом, применяемый в настоящее время на Приразломном месторождении исследовательский комплекс позволяет в процессе контроля разработки определять фильтрационные и энергетические свойства разрабатываемого пласта, а также оценивать работающую длину горизонтального участка ствола – по ГДИС, проводить анализ изменения профиля притока (приемистости) – по регулярному мониторингу трассеров в продукции и по результатам исследований стандартными методами ПГИ, фиксировать работающие толщины (трещины) в пространстве за компоновками заканчивания – в том числе по дополнительным методам ПГИ (спектральной шумометрии SNL). Кроме того, результаты ГДИС и ПГИ позволяют привлекать к анализу численное моделирование ГС с выполнением оценки чувствительности к наиболее значимым факторам.

3. Анализ основных результатов

Выполненные гидродинамические исследования характеризуют объект вскрытия как высокопроницаемый коллектор (проницаемость – сотни мД с анизотропией 0,5), геометрическим скин-фактором до – 6,5, скин-фактором кольматации – в диапазоне от +1 до –1. Пластовое давление составляет порядка 23–25 МПа, по ряду скважин фиксируется влияние удаленных разломов, разбивающих залежь на блоки.

Как правило, работающая длина ГС, оцениваемая по ГДИС, существенно ниже всего пробуренного участка ГС (обычно порядка 10–30 %).

В одной из скважин по расширенному комплексу ПГИ в ГС в условиях нагнетания фиксировались значительные технологические уходы закачиваемой жидкости выше кровли объекта вскрытия (вероятно, с образованием в зоне замещения карбонатной толщи (мощностью 55 м) трещиноватой зоны сложной конфигурации с искусственным АВПД, что подтверждалось результатом сканирования SNL). Одновременно здесь фиксировалась локальная деформация колонны хвостовика при достижении расходов 1 500 м³/сут. При частичном снятии этой нагрузки (снижении репрессии) колонна возвращалась в исходное состояние и расходомер не фиксировал ее локального сужения. Наличие трещины автоГРП было подтверждено также диагностическими кривыми ГДИС, зафиксировавшими существование линейных потоков с первых минут остановки скважины.

В работе методом цифрового моделирования исследованы следующие факторы, влияющие на длину ГС, оцениваемую по ГДИС:

- 1) изменение интегральной сжимаемости пористой среды и флюида (возможная погрешность в оценке работающей длины ГС – 10–20 %);
- 2) учет наклонной геометрии ствола (влияние этого фактора при оценке ГС – минимально);
- 3) наличие непроницаемых перемычек в пласте (на Приразломном месторождении имеют место две глинистые перемычки, которые могут снижать эффективность длины ГС);
- 4) изменение проницаемости по разрезу (сокращает оцениваемую длину ГС, но для участка, проходящего в ухудшенной зоне);
- 5) влияние кольматации части ГС (значимо влияет только при скин-факторе кольматации свыше +10, что не типично по ГДИС).

Наибольшее подтверждение в модельном анализе нашла *сегментарная модель притока* в скважину, которая позволяет описать часто имеющие место при диагностике кривых ГДИС: длительный радиальный режим фильтрации на начальном этапе исследования, высокие значения проводимости и интегрального скин-фактора. Используя оценки количества работающих сегментов ГС (по ПГИ или индикаторному мониторингу), можно достаточно достоверно оценить для данной модели проницаемость пласта.

Анализ результатов трассерных (индикаторных) исследований показал типичные изменения характера притока из участков стадий хвостовика ГС. На первом этапе распределение притока за счет отработки задавленной при заканчивании жидкости не вполне соответствует характеру распределения фильтрационно-емкостных свойств вдоль ГС, но через 3–6 мес профиль притока обычно меняется и распределение по стадиям накопленных концентраций индикаторов (индивидуальны для каждого порта) хорошо коррелируется как с оценками проницаемости по ГИС открытого ствола, так и с длиной самих участков стадий, исходно разделенных пакерами.

4. Выводы

1. Достоверность интерпретации ГДИС в ГС значимо возрастает при наличии результатов ПГИ и данных мониторинга профиля притока по химическим индикаторам, установленным в мандрелях компоновок заканчивания.

2. Промышленное опробование стационарных систем мониторинга за профилями притока на основе химических индикаторов (типа «Resman») следует продолжить до получения более убедительных результатов.

3. Отклонение диагностических кривых ГДИС на log-log графике от стандартной модели ГС (отсутствие линейных режимов притоков к ГС и пр.) является для объектов Приобского месторождения характерным и требует более детального комплексного анализа для каждой конкретной скважины.

4. Для условий Приразломного месторождения рассмотрены различные модели системы «скважина–пласт», которые обосновывают отклонение получаемых по ГДИС работающих длин ГС от фактически пробуренных. Наблюдаемые закономерности (длительный радиальный режим в начальный момент времени, высокие значения проницаемости пласта и интегрально скин-фактора) могут быть следствием влияния различных интервалов ГС, поэтому для скважин такого типа предложена и апробирована модель многосегментной ГС.

5. Эффективность контроля разработки и мониторинга добычи для условий месторождений типа Приразломного может быть существенно повышена при оборудовании скважин стационарными перманентными информационно-измерительными системами с необходимым набором глубинных датчиков и с применением дистанционно управляемых с поверхности «активных» компоновок заканчивания «ICD».

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ И ЛАТЕРАЛЬНО- НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

*С.З. Фатихов, В.Н. Федоров
(ООО «БашНИПИнефть»)*

Длительность остановок скважин на исследование методом кривой восстановления давления (КВД) и кривой восстановления уровня (КВУ) в низкопроницаемых (менее 10 мД) и латерально-неоднородных (с низкопроницаемыми зонами) коллекторах для определения пластового давления, коэффициента продуктивности и гидропроводности пласта составляет более 1 000 ч, что приводит к