

СОСТОЯНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Султанбаева М.К., Жолдасбаева Э.М.

Өзен кен орнындағы қабат пен ұңғыны гидродинамикалық зерттеуге негізделген. Қалыптасқан және қалыптаспаған зерттеу нәтижелері қолданылды.

In this article the condition of hidrodinamic researches of wells and on deposits is considered. The results of researches are used for estimation.

Исследование скважин на приток проводится для оценки их продуктивности, для изучения свойств пласта и режима его работы. Для исследования нефтяных и газовых скважин на приток повсеместно применяют метод установившихся отборов. Исследование этим методом заключается в изменении режима работы, т. е. в изменении забойного давления и определении соответствующих установившихся дебитов нефти, воды и газа, количества выносимого песка.

Время перераспределения давления по всему пласту после изменения режима работы скважин зависит от размеров пласта, расстояния до контура области питания, степени снижения пластового давления, проницаемости пород, вязкости нефти, наличия или отсутствия свободного газа в пласте.

Известно, что при работе скважины зона наибольшего снижения давления вокруг нее сравнительно невелика. Поэтому в этой зоне давление после изменения режима работы устанавливается практически довольно быстро. Строго говоря, абсолютно установившихся; притоков в условиях промысла не бывает, так как при эксплуатации залежи в пласте происходят непрерывные перераспределения жидкостей и пластового давления. Для различных пластовых условий практически установившийся процесс притока наступает через разные промежутки времени, которые определяют в процессе исследования по дебиту скважины и забойному давлению. Осуществлена оценка средних по горизонтам текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов по результатам гидродинамических исследований, выполненных в добывающих (фонтанных, механизированных: с ШГН, ЭЦН) и нагнетательных скважинах в 2004-2005 гг. Для оценки использовались как результаты исследований установившейся фильтрации (метод установившихся отборов с замером режимных забойных давлений или отбивкой динамических уровней, метод установившихся режимов закачки), так и данные исследований неустановившейся фильтрации (метод восстановления давления с регистрацией кривой восстановления давления на забое (КВД), метод восстановления уровня с фиксированием кривой восстановления уровня (КВУ), метод падения давления с прослеживанием кривой падения давления (КПД). Охват исследованиями эксплуатационного фонда скважин составил: по 13 горизонту - 25%, по 14 горизонту - 23%, по 15 горизонту - 26%, по 16 горизонту - 11%, по 17 горизонту - 28%, по 18 горизонту - 83% [1].

Значительная часть гидродинамических исследований 2004-2005 годов в скважинах 3, 3а, 4, 5 блоков 13-18 горизонтов была выполнена сервисной

компании ТОО «СиамМунайСервис» с последующей обработкой данных с помощью специализированных программных продуктов Pressure, BD SIAM, TestSHGNU, PanSystem и дальнейшей интерпретацией результатов.

Глубинные замеры выполнялись электронными глубинными манометрами типа АМТ-0,8 и PPS-25. Замеры устьевых давлений производились электронным устьевым манометром МТУ-0,4. Динамические и статические уровни определялись уровнемерами типа «Судос-мини2» и «Судос-автомат2». Диагностические исследования ШГН были выполнены динамографом Сиддос-автомат».

По данным исследования добывающих скважин методом восстановления давления (уровня) и нагнетательных скважин методом падения давления для каждого исследования строился график КВД (КВУ), КПД в логарифмических координатах. В соответствии с характером поведения кривой производной давления, учитывая геолого-физическую характеристику пластов, выбиралась соответствующая модель притока флюида к скважине, включая геометрию пласта и границ, определялись емкостно-фильтрационные свойства пласта [2]. С целью проверки достоверности выбранного режима течения, а также значений расчетных параметров были получены следующие зависимости: график КВД в декартовых координатах; график в координатах Хорнера, отражающий характер течения в пласте; график притока (индикаторная кривая). В каждом случае степень достоверности полученных данных оценивалась сходимостью фактической и смоделированной кривых. Согласно проведенному анализу наиболее часто встречающейся моделью является модель неограниченного радиального гомогенного пласта с радиальным притоком флюида к забою скважины. В более редких случаях фиксируются: модель радиально-композитного пласта с увеличением подвижности флюида на небольшом удалении от скважины относительно подвижности в прискважинной зоне; модель двойной пористости, характеризующая движение флюида по системе трещин. Наблюдается также характерное для скважин данного месторождения сферическое течение в околоствольной зоне, что означает либо неполноту вскрытия продуктивного пласта, либо возможный подпор пластовой воды. Интерпретация исследований нагнетательных скважин показывает наличие (более чем в 50% случаях) модели вертикальной трещины ограниченной или неограниченной проводимости, что объясняется чрезмерно высоким давлением закачки, сопоставимым с давлением гидроразрыва при незначительной проницаемости коллектора.

Согласно полученных результатов, более высокими продуктивными возможностями отличаются скважины дренирующие пласты 15, 17 и 18 горизонтов, так средняя продуктивность по нефти, приходящаяся на 1 м эффективной толщины пласта, составила соответственно 0,34 м³/сут/МПа/м, 0,29 м³/сут/МПа/м и 0,39 м³/сут/МПа/м, удельная продуктивность по жидкости равна 1,26 м³/сут/МПа/м, 1,02 м³/сут/МПа/м, 1,13 м³/сут/МПа/м [2]. Пласты данных горизонтов характеризуются также улучшенными по отношению к остальным объектам коллекторскими свойствами. Так коэффициент проницаемости, средневзвешенный по эффективной толщине исследуемых интервалов пласта составляет: 0,057 мкм² (15 гор.), 0,076 мкм² (17 гор.), 0,060 мкм² (18 гор.). Текущая обводненность исследованных скважин в среднем по

эксплуатационным объектам изменяется в интервале 61,8 – 77,2 %. Минимум коэффициента гидропроводности приходится на 18 горизонт (0,12 мкм²*м/мПа*с), максимум – на 17 горизонт (0,33 мкм²*м/мПа*с). Наиболее высокая скорость перераспределения давления в пласте фиксируется на 15, 16, 17 горизонтах при максимальном проявлении – 0,037 м²/с и 0,038 м²/с, 0,031 м²/с соответственно.

Согласно расчетам, средние коэффициенты проницаемости для 13 и 14 горизонтов практически близки и составляют 0,043 мкм² и 0,048 мкм². Однако для проницаемости 13 горизонта квадрат коэффициента вариации, характеризующий степень неоднородности пласта снижен относительно соответствующих показателей других горизонтов, что противоречит существующим представлениям о геологическом строении залежи 13 горизонта, отличающегося самой высокой неоднородностью распределения коллекторских свойств по площади (наличие зон с низкой проницаемостью и достаточно протяженных высокопроницаемых участков большой мощности). Этот факт может быть объяснен неравномерным количеством исследований различных участков данного горизонта, преобладанием, равно как и в начальный период разработки, исследований высокопроницаемых пластов, что несколько завышает фактический коэффициент проницаемости в среднем по горизонту. При сравнении текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов с начальными параметрами выявлено их ухудшение на всех эксплуатационных объектах. Так максимальное (11-11,5 раз) снижение удельной продуктивности отмечается на 13, 16 и 17 горизонтах, минимальное (в 5,6 раза) на 15 горизонте. Степень снижения коэффициента гидропроводности в среднем по горизонтам изменяется от 1,9 раза (15 горизонт) до 5,1 раз (18 горизонт). Текущая проницаемость пластов снизилась от 34 % (18 горизонт) до 61 % (15 горизонт). Наблюдаемое снижение продуктивной и фильтрационной характеристики месторождения обусловлено процессом естественного истощения пластов за более чем 40-летний период эксплуатации месторождения, при отборе свыше 290 млн. тонн нефти, составляющем 27,36 % от извлекаемых запасов месторождения [3].

Анализ значений скин-фактора по данным исследований показал наличие на каждом объекте скважин с неблагоприятным состоянием околоствольных зон пластов. Максимальный скин-фактор по объектам составил: 42,4 (13 гор.), 51,2 (14 гор.), 22,6 (15 гор.), 60 (16 гор.), 37,8 (17 гор.), 5,2 (18гор.). В условиях данного месторождения потеря полезной депрессии на преодоление скин-зона может быть обусловлена следующими факторами:

- кольматацией пласта в процессе эксплуатации скважин в результате накопления в призабойной зоне асфальто-парафино-смолистых отложений, а также нерастворимых осадков (солей) вследствие не совместимости породы с закачиваемой водой.

- не полным (частичным) вскрытием пласта, когда нарушается геометрия потока, и создается дополнительное сопротивление потоку жидкости, увеличивающее уровень естественного скин-фактора. Это явление встречается в скважинах, эксплуатирующих как технологические объекты №1

(тела), где зачастую вскрытым является верхний небольшой интервал мощного пласта-коллектора, так и на ТОР2, ТОР3.

Анализ всех имеющихся определений скин-фактора на предмет частичного вскрытия пласта показал, что данная составляющая скин-эффекта присутствует:

- в четырех скважинах 13 горизонта, что составляет 13 % из всех скважин, где оценивалось состояние призабойной зоны;
- в шестнадцати скважинах 14 горизонта (46 % исследованных скважин);
- в восьми скважинах 15 горизонта (29 % исследованных скважин);
- в шестнадцати скважинах 16 горизонта (53 % исследованных скважин);
- в девяти скважинах 17 горизонта (69 % скважин с определением скин-фактора);
- одной скважине 18-го горизонта (7,7 % исследованных скважин).

В качестве основных рекомендаций по снижению скин-эффекта рекомендуются следующие виды работ:

- Обработки призабойных зон пластов различными методами (ВУВ, ВУС, ЭКВ, СКО, ОГН, ОГВ и др);
- Дострелы эффективных толщин коллекторов, главным образом, в пределах ТОР1;
- Проведение химического анализа воды, закачиваемой в пласт. В случае не совместимости породы с закачиваемой водой необходимо подобрать новый химический состав воды.

Заключение

Снижение продуктивной и фильтрационной характеристики месторождения обусловлено процессом естественного истощения пластов за более чем 40-летний период эксплуатации месторождения, при отборе свыше 290 млн. тонн нефти, составляющем 27,36 % от извлекаемых запасов месторождения

Литература:

1. Отчет по договору с ПФ УМГ 1710/17: Подсчет запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень по состоянию на 01.01.05г. Актау, 2006г., том
2. Лысенко В. Д., Оптимизация разработки нефтяных месторождений. - М.: Недр 1991 г.
3. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти.- М.: «Наука», 2000г.