

отказ составляет порядка 30–100 сут. Это значительно меньше характерного времени безотказной работы ЭЦН. Причина отказа – сквозное разрушение корпуса, характерное и для газосепараторов. Рассмотрим результаты исследования компании ЗАО «Новомет-Пермь», результаты стеновых исследований разрушения сепаратора механических примесей и его новую конструкцию (рисунок) [2].

Исследования проводились на стенде, моделирующем скважинные условия. В сепаратор подавалась смесь воды и кварцевого песка концентрацией 10 г/л. Частицы были двух фракций: 0,01–0,03 и 0,5–1 мм в соотношении 1:1. В ходе испытаний смесь несколько раз фильтровалась через сепарационную камеру. Ежечасно ее заменяли на новую по причине измельчения частиц. После четырех часов испытаний на гильзе сепаратора появились отверстия, идентичные отверстиям на образце который извлекли из скважины. Разрушения находились на стыках лопастей в местах формирования вихрей. В вихрях возрастала концентрация частиц, а, следовательно, и скорость износа.

С целью снижения захвата частиц вихрями было предложено несколько вариантов изменения конструкции ПСМ:

- 1) установка шнеков меньшего диаметра для уменьшения центробежных сил;
- 2) снижение образования вихрей путем использования систем с одинаковым числом лопастей и шагом;
- 3) применение систем с одинаковым числом лопастей и шагом вкупе с увеличением в два раза высоты спиральных лопастей для увеличения скорости и снижения вихреобразования.

Результаты испытаний позволили создать опытные модели, наработка на отказ которых не превышала 100 суток, что не являлось приемлемым результатом.

Итогом работы стала новая конструкция погружного сепаратора механических примесей, сепарационным блоком которого выступал геликоидальный шнек с переменным шагом, лопастная система которого устроена так, что твердые частицы, движущиеся под действием центробежных сил в направлении, перпендикулярном оси вращения, прежде чем достичь корпуса, сталкиваются с лопастями, которые в свою очередь и экранируют корпус, защищая его от гидробразивного износа.

Новая конструкция сепаратора была испытана в тех же условиях, что и серийная. Установлено, что для новой конструкции сепаратора характерен равномерный износ гильзы по всей ее длине, тогда как в серийной конструкции износ локализован в узких областях на стыках лопастных систем. Средняя скорость износа уменьшилась примерно в 10 раз. Коэффициент сепарации частиц размером от 10 до 100 мкм при подаче до 200 м³/сут составил более 95 %. По результатам проведенных исследований рекомендуется повсеместное внедрение центробежного сепаратора механических примесей на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

Литература

1. Деньгаев А.В., Вербицкий В.С., Дроздов А.Н., Петров Д.А. Разработка принципов центробежной сепарации механических примесей на приеме УЭЦН. – Территория нефтегаз. – 2007. – № 10.
2. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Перельман М.О. Центробежный сепаратор механических примесей. – Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3.
3. Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями. – Инженерная практика. – 2010. – № 2.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИН ГРП НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «М» ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Шерстобитов, Ш.Р. Садретдинов, И.В. Матвеев

Научный руководитель доцент Ш.Р. Садретдинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в добывающих скважинах является одним из самых распространенных и эффективных инструментов повышения нефтеотдачи. Серьезные последствия некачественного проведения и большая стоимость операции обуславливают необходимость моделирования ГРП для уменьшения рисков и повышения эффективности.

На сегодняшний день существует множество способов моделирования ГРП в цифровых гидродинамических моделях нефтяных пластов. В данной работе предполагается сопоставить три метода расчета ГРП на скважинах: наиболее распространенный метод 1 – задание скин-фактора на интервалах перфораций с учётом высоты трещины ГРП; 2 – задание трещины с помощью виртуальных перфораций; 3 – явное моделирование трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе «Navigator».

Для решения поставленной задачи был выбран участок площади месторождения «М» Томской области. Основой для гидродинамической модели (ГДМ) являлась постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) данного месторождения.

Исходные данные для проекта:

- Геологическая модель (ПДГТМ);
- Физико-химические свойства флюидов;
- Общие и специальные исследования керна
- Гидродинамические исследования скважин, а также трассерные исследования;
- Данные добычи

• Дизайн трещин ГРП

Исследования проводились на примере работы скважины №28, на которой в 2012 году была проведена операция ГРП. Для адаптации выполнялась настройка обводненности, затем пластового и забойного давлений, а так же накопленных показателей.

При использовании первого метода моделирования ГРП с заданием отрицательного скин-фактора трещина учитывается вскрытием выше- и нижележащих объектов моделирования и не позволяет учесть горизонтальной направленности трещины ГРП. Обусловлено это тем, что определяющим параметром, влияющим на скин является приведенный радиус скважины:

$$S = \ln(r_c / r_c^*),$$

где S – скин фактор, r_c – радиус реальной скважины, r_c^* – приведенный радиус [1]. В случае моделирования ГРП ($r_c \ll r_c^*$), соответственно получаем отрицательное значение скин фактора. Непосредственно сам скин фактор участвует в уравнении Дюпюи расчета продуктивности скважины. Данное уравнение в гидродинамическом симуляторе рассчитывается только в тех ячейках, которые вскрыты скважиной. Таким образом, данный подход не позволяет учесть направленного характера трещины ГРП.

Второй подход, рассматриваемый в работе, заключается в задании виртуальных перфораций. Суть данного метода заключается в задании псевдо горизонтальных скважин. Полуудлина трещины по актам ГРП для скважины №28 равняется 150м, ширина трещины равна 4мм. Поскольку в актах не указан азимут угла распространения трещины ГРП, то данный параметр определялся путем подбора. По результатам выполненных расчетов установлено, что преимущественное направление азимута трещин ГРП составляет 30 градусов. Так как размерность сетки исследуемого месторождения 100×100м., то добавляется по одной виртуальной перфорации от центра скважины с диаметром ствола 4мм. На рис.1 для наглядности показан разрез скважины 28 и показана эта же скважина на 2Д карте. Как видно из графика на рис.2 данный подход корректно воспроизводит поведение забойного давления в ГДМ к историческим данным, что говорит хорошей согласованности данного подхода с физикой процесса.

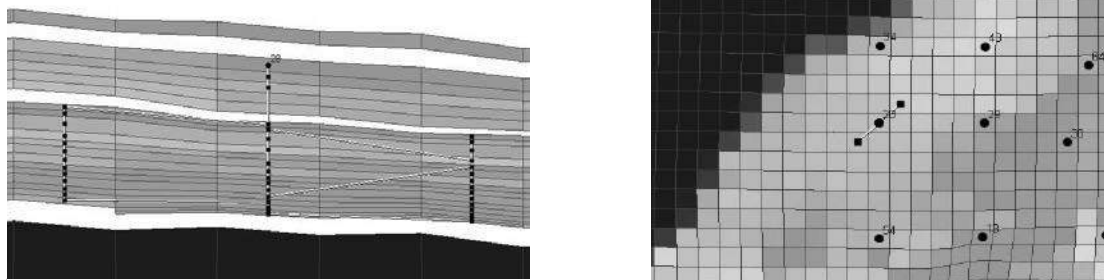


Рис.1 Положение скважины №28 в разрезе и в плане, моделирование ГРП методом виртуальных перфораций

Третий подход заключается в явном задании параметров гидроразрыва в слое сетки для интервала перфорации скважины (ширина, полуудлина и высота трещины, множитель продуктивности трещины). Данный способ реализован набором ключевых слов в ПО «Navigator». Свойства закачиваемого пропанта задавались по известным эмпирическим зависимостям. Данный подход так же показал очень хорошее согласование с историческими данными работы скважины.

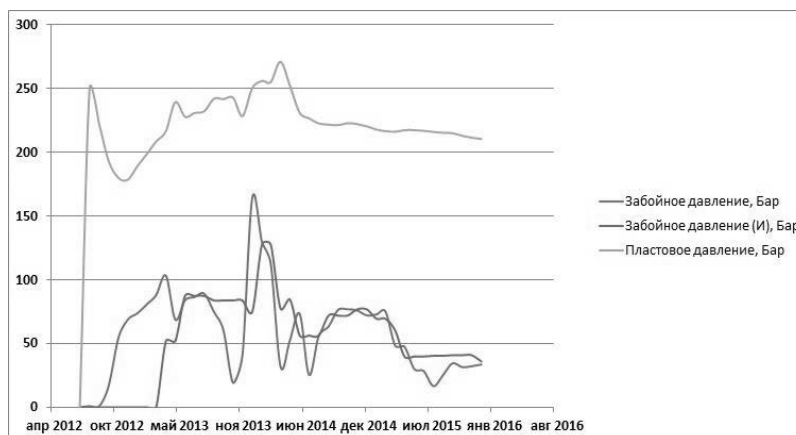


Рис.2 График забойного давления скв. №28 подход с виртуальными перфорациями

Подводя итоги можно сделать выводы, что второй и третий подходы к моделированию ГРП являются наиболее корректными для моделирования процедуры ГРП. Первый же подход ограничен, и по сути, трещина ГРП моделируется одним скин-фактором, без учета параметров трещин гидроразрыва. Отдельно можно отметить привлекательность подхода с виртуальными перфорациями, за счет применимости данного подхода в любом гидродинамическом симуляторе. Тогда как при моделировании трещин в ПО «Navigator», мы можем использовать данный подход только в данном симуляторе, т.к. используются оригинальные ключевые слова.

Литература

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
2. Справочное руководство ECLIPSE. 2005. – 2207 с.

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

Д.С. Щеголихин

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России последние десять лет наблюдалось повышение доли начальных трудноизвлекаемых запасов, а также снижение коэффициента нефтеотдачи, рост которого начался совсем недавно.

Новые технологии позволят России дополнительно получать 28-30 миллиардов долларов в год. К сожалению, в России процессы внедрения таких технологий идут медленно, в то время, как США используя новейшие технологические разработки ежегодно дополнительно получает более 30 миллиардов долларов.

По мнению экспертов, к 2020 г. при благоприятных экономических условиях извлекаемые запасы в России при внедрении новейших технологий могут быть увеличены до 4 миллиардов тонн при годовой дополнительной добыче в 40-60 миллионов тонн [3].

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение – система автоматического (автоматизированного) управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную в реальном масштабе времени оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей, гарантирующей оптимальное управление на всех уровнях при контроле целей предприятия.

Основными условиями существования интеллектуального месторождения является: формализованность информационной модели месторождения, наличие аппарата управления, точные интерфейсы обратной связи, интерфейсы для оптимизации процессов, моделей и критериев [2].

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

1) Оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований, актов испытаний, результатов освоения скважин после ремонтов, данных о проведенных и проводимых геолого-технических мероприятиях и сопутствующих простоях, описания событий в наземных трубопроводных системах, результатов диагностики оборудования и других данных;

2) Оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты-скважины-коллектор» по критериям экономической эффективности - увеличение количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах;

3) Централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга;

4) Планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени;

5) На основе прошлых данных сроки истощения скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин

6) Решать задачи связанные с оптимизацией тех или иных процессов нефтедобычи [2].

Целью автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовой отрасли является более полное использование потенциальных возможностей, заложенных в технологии и управление, и, прежде всего:

1) Наиболее полное извлечение нефти и газа из продуктивных пластов и доставку их потребителю с установленными технико-экономическими показателями;

2) Повышение производительности нефтехимического оборудования;

3) Сокращение потерь всехвидов ресурсов;

4) Сокращение обслуживающего персонала;

5) Улучшение качества подготовки нефти, газа, воды;

6) Транспортирование нефти и газа без потерь. [1]

Основными показателями, определяющими экономическую целесообразность затрат на разработку, внедрение и эксплуатацию средств и систем автоматизации являются годовой экономический эффект, прирост прибыли, срок окупаемости капитальных вложений.