

одного из месторождений Западной Сибири в программном комплексе TempestMores использованием опции «SOLVENT». Также были проведены предварительные экономические расчеты, которые показали, что внедрение водогазового воздействия с применением CO₂ может быть экономически эффективно при определенных условиях, даже с учетом низких цен на нефть на момент расчета.

Литература

1. Дженнифер Пресли (спец. корреспондент). AmericanOil&Gas/ Reporter за июль 2012. Успешная практика использования углекислого газа на месторождении Солт Крик.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
3. Хисамутдинов Н.И. и др. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующийся закачкой двуокиси углерода и воды. – М.: 1991. – Обзорная информация / ВНИИОЭНГ. Сер. «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений»; вып. 6.

РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА МЕТОДОМ АНАЛИЗА ДОБЫЧИ

А.И. Русских

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективное управление разработкой месторождения подразумевает проведение гидродинамических исследований с периодичностью, достаточной для получения четкого представления о динамике фильтрационно-емкостных свойств пласта и энергетического состояния залежи. Однако проведение наиболее информативных гидродинамических исследований с записью кривых восстановления давления, сопровождается значительными финансовыми потерями вследствие вынужденного сокращения добычи нефти, вызванного остановками скважин, из затрат на инструментальные меры.

В данной статье были рассмотрены значения фильтрационных характеристик пласта, состояния призабойной зоны скважины и среднего пластового давления, оцененные по результатам исследований от 02.09.2014 г. на скважине N Верхнечёрского месторождения методом неустановившегося режима фильтрации (кривой восстановления давления), а также произведена новая оценка перечисленных выше параметров методом анализа добычи.

Анализ добычи является естественным дополнением к гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации, когда известны данные о давлении и дебите, и нужно произвести определенный анализ и интерпретацию. В этом случае используются результаты измерений стационарных глубинных манометров, содержащих подходящие для анализа данные.

Анализ добычи начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспотенциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арнс, 1945). В 1960-е гг. появились первые ряды палеточных кривых (палетки Фетковича). Появление производной Бурдэ и персональных компьютеров серьезным образом изменили анализ добычи в 1980-1990-е гг. Блэйсингейм и др. ввели палеточную кривую переменных дебитов и переменного давления в виде двойного логарифмического графика зависимости коэффициента продуктивности от времени материального баланса, дополненного эквивалентом производной Бурдэ. Таким образом, уже к концу 1980-х гг. в теории стали доступны современные средства, однако лишь недавно они нашли коммерческое применение, в частности, в программе Toraze, в которой и было произведено исследование данной скважины. Движение вперед в области анализа добычи ускорило на рубеже 1990-х и 2000-х годов, в частности благодаря разработке стационарных манометров.

В ходе последнего проведенного на скважине N исследования от 02.09.2014 г. на

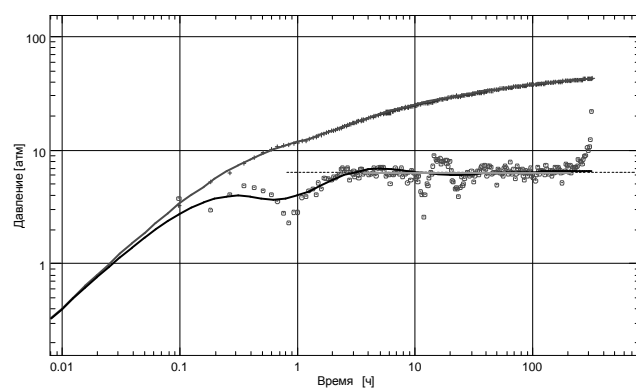


Рис. 1 Диагностический график математического моделирования кривой восстановления давления в билогарифмических координатах

— — — — — кривая изменения ΔP на глубину перфорации от логарифма времени;

— — — — — кривая производной давления;

— — — — — кривая изменения ΔP на глубину перфорации от логарифма времени, полученная путем математического моделирования;

— — — — — кривая производной давления, полученная путем математического моделирования.

на билогарифмическом графике (рис. 1) после периода влияния ствола скважины наблюдалась стабилизация производной давления, было решено, что она соответствует позднему радиальному режиму течения, по которому был определен параметр kh/μ , из которого выражена проницаемость пласта k [1].

Было отмечено, что в мае 2013 г. на скважине был проведен мини гидроразрыв пласта, однако, на диагностическом графике его наличие не фиксировалось и характерные для трещин режимы отсутствовали на графике. Возможно, они были скрыты периодом влияния ствола скважины. Поскольку характерные для трещины режимы течения не фиксировались, модель трещины конечной проводимости при интерпретации не использовалась.

Влиянием ствола скважины также были скрыты линейный и начальный радиальный режимы течения, по которым определяются такие параметры как эффективная длина горизонтального участка скважины, механический скин-фактор, отражающий загрязнение призабойной зоны, а также коэффициент анизотропии пласта, выражаемый отношением вертикальной проницаемости к горизонтальной k_v/k_h . Поэтому данные параметры имели оценочный характер [3, 4].

Расчет среднего пластового давления проводился по методу Миллера, Дайеса, Хетчинсона. Для определения граничных условий была построена карта текущих отборов на дату исследования скважины – 19.08.2014.

Выбор модели и определение её параметров методом анализа добычи происходит схожим образом. Для исследования использованы данные давления датчика телеметрической системы и промысловые замеры дебита (по данным «шахматки») [2].

На рис. 2 представлен диагностический график для проводимого анализа добычи, на котором диагностируется рост производной давления, соответствующий линейному режиму течения, характерному для горизонтальных скважин. После роста производной давления можно отметить период её условной стабилизации, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ , из которого, выражается проницаемость пласта – k . Спустя 1000 часов наблюдается выход на псевдоустановившийся режим течения. Поведение производной давления в конце исследования связано с влиянием скважин окружения, что отражается в виде не проницаемой границы.

Расчет среднего пластового давления проводился по методу Миллера, Дайеса, Хетчинсона. Для построения графика Миллера, Дайеса, Хетчинсона была использована тестовая модель кривой восстановления давления в ПО Saphir, на основе имеющихся исходных данных и параметров, полученных в ходе анализа добычи.

Результаты исследований методом кривой восстановления давления и анализа добычи представлены в таблице.

Таблица

Результаты интерпретации исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи

Дата проведения анализа		АД от 20.11.2015	КВД от 02.09.2014
kh	мД·м	754	966
Радиальная проницаемость	мД	52	66.6
Механический скин-фактор	-	0.32	0
Геометрический скин-фактор	-	-5.1	-4.12
Полный скин-фактор	-	-4.78	-4.12
Анизотропия (k_z/k_r)	-	0.15	0.095
Эффективная длина горизонтального ствола	м	158	112
Расстояние до непроницаемой границы	м	875	-
Длительность КВД	ч	-	324.52
Забойное давление на забое (до КВД)	атм	57.78	87.45
Среднее пластовое давление на забое	атм	124.26	136.33
Депрессия	атм	66.486	48.87
Дебит	м ³ /сут	136.18	145

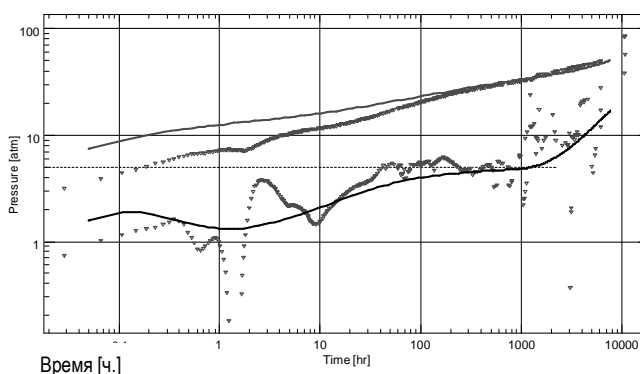


Рис. 2 Диагностический график АД

- - приведенное давление;
- - - - - приведенное давление, полученное при математическом моделировании;
- — — — — производная приведенного давления;
- + + + + + производная приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Из таблицы видно, что полученное при анализе добычи значение проницаемости чуть меньше значений по предыдущему исследованию. Причиной уменьшения проницаемости может быть уменьшение фазовой проницаемости нефти в результате выделения газа в пласте в ходе разработки месторождения.

Можно отметить, уменьшение пластового давления в текущем исследовании относительно, проведенного в 2014 г.

Данное сравнение показывает, что метод анализа добычи, проводимый в процессе работы скважины, оборудованной телеметрической системой с разрешающей способностью не менее 0,01 атм. следует использовать как более дешёвую и не менее достоверную альтернативу традиционным исследованиям на неустановившихся режимах, когда высоки экономические потери и

запраты, вызванныенесобходимой остановкой скважины. Врассмотренном случае можнобылоизбежатьпотерь добычи в 1671,9 тонн нефти.

Литература

1. Котежеков В.В. Опыт применения анализа добычи в ПО Карра Торазе. – Инженерная практика. – 2013. – №9. – С. 17 – 20.
2. Мангазеев П.В. и др. Гидродинамические исследования скважин. Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 340 с.
3. Olivier Houzé, Didier Viturat. The Dynamic Data Analysis (DDA) Book. v4.30 - © KAPPA, 2013. – 694 с.
4. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. Перевод с английского Юдин В.А., Ломакина О.В. под редакцией к. т. н. Вольпина В.Г. – Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», .2011. – 687 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Э.А. Сафиулина, В.А. Таланова

Научный руководитель П.С. Дозморov

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Перспективы и стабильность развития нефтедобывающей промышленности определялись созданием эффективных методов для увеличения нефтеотдачи пластов. За последние три десятилетия происходит ухудшение качественного состояния сырьевой базы запасов нефти. Анализ поздних стадий разработки некоторых крупных месторождений Западной Сибири позволяет спрогнозировать сравнительно низкий коэффициент извлечения нефти (КИН). Одним из основных факторов, влияющих на это, является неоднородность коллекторских свойств и структурная сложность совместно залегающих низкопроницаемых коллекторов [5]. Поэтому традиционные технологии разработки нефтяных месторождений не позволяют достичь первоначально запланированных коэффициентов нефтеотдачи при добыче трудноизвлекаемых запасов. В данной статье рассматривается метод термогазового воздействия как один из самых перспективных методов увеличения КИН применительно к Баженовской свиты.

Согласно результатам экспериментальных исследований ядерного материала, при их нагреве до 250 – 350°C из микротрещиноватой породы извлекается легкая нефть, объем которой сопоставим и даже может превышать количество легкой нефти, содержащейся в макротрещиноватой породе [1].

Таким образом, результаты промысловых и лабораторных исследований диктуют необходимость интеграции теплового, газового и гидродинамического воздействия на породы баженовской свиты. Именно такое интегрированное воздействие может быть реализовано на основе развития отечественного термогазового способа разработки, реализуемого путем закачки в пласт водовоздушной смеси. При этом в условиях залегания баженовской свиты обеспечиваются самопроизвольные окислительные процессы кислорода, содержащегося в воздухе, с пластовыми углеводородами. В результате реакций формируется высокоэффективный вытесняющий газовый агент [3].

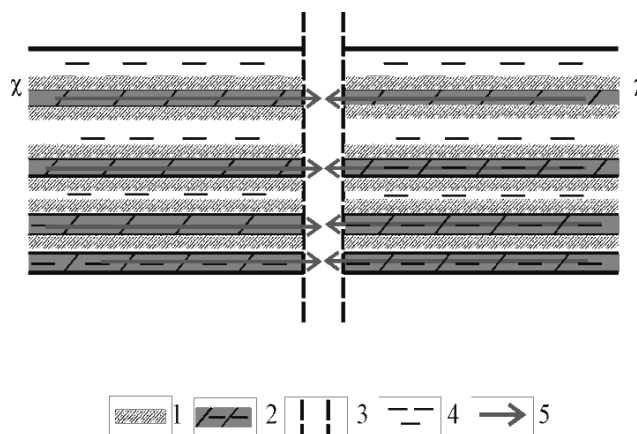


Рис.1 Принципиальная схема строения нижнетуллеймской подсвиты в пределах Галяновского и Средне-Назымского участков [3]: 1 – слой χ нефтематеринской породы; 2 – коллекторский прослой; 3 – перфорированный ствол скважины; 4 – битуминозные глины; 5 – пути миграции нефти в скважину

Термогазовые методы воздействия на пласт могут обеспечить эффективное вытеснение нефти и задействовать непосредственно соприкасающийся с ними слой нефтематеринской матрицы (на рис. 1, 2 обозначен через χ). При температуре выше 300–350 °C часть породы не коллектора приобретает фильтрационные свойства. В связи с этим оценку запасов нефти в дальнейшем, после получения по результатам специальных исследований соответствующих характеристик породы и параметров насыщающих флюидов, необходимо проводить по двум направлениям: