

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

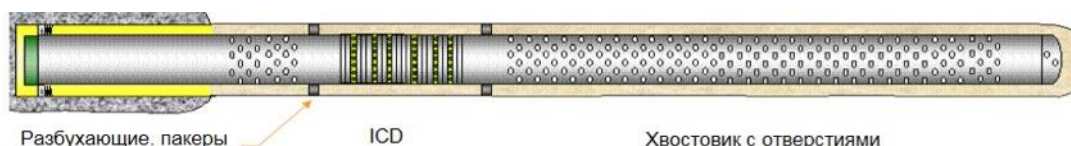


Рис. 3 Схема заканчивания скважины с устройством регулирования притока (ICD)

В настоящее время устройство регулирования притока установлено в ряде скважин. Так как ICD-фильтры устанавливаются при строительстве скважин, то оценить эффективность их использования возможно только по результатам моделирования. Расчеты показали, что на объектах X и Y устройство регулирования притока позволило существенно снизить газовый фактор, и в условиях ограниченной производительности берегового комплекса подготовки по газу, дополнительно добыть около 2,1 млн. т. нефти.

На рисунке 4 показана оконечная труба хвостовика с установленным на ней ICD-фильтром. Жидкость поступает в трубу через противопесочный фильтр и затем проходит через указанные на фото керамические насадки. В результате происходит падение давления между горной породой и трубой.



Рис. 4 Конструкция устройства регулирования притока (ICD)

Фильтры ICD на основе штуцера обеспечивают более однородный профиль притока вдоль скважины, гарантируя более высокую добычу нефти из низкопроницаемых зон коллектора и задерживая нежелательный газ или воду. Кроме того, в случае обводнения скважины система будет ограничивать приток флюида по сравнению со стандартной системой заканчивания [2].

В целях оптимизации производительности берегового комплекса подготовки основные геолого-технические мероприятия направлены на снижение добычи газа. Применяемые методы: установка оборудования регулирования притока (ICD-фильтры) и циклическая эксплуатация. Все выполненные мероприятия показали высокую эффективность, рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении, и могут быть предложены для эксплуатации скважин на месторождениях со схожими геолого-физическими особенностями.

Литература

1. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Ихсанов А.И., Кашик А.С. Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором // «Приборы и системы разведочной геофизики». – Саратов, 2014. – Т.49 – С. 25-33.
2. Offshore Magazine [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-66/issue-8/north-sea/petro-canada-positioning-de-ruyter-as-potential-dutch-oilfield-hub.html>. - Petro-Canada positioning De Ruyter as potential Dutch oilfield hub (дата обращения: 20.12.2017).

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ «АНАЛИЗ ДОБЫЧИ»

И.С. Ванчев, Фам Фу Лонг

Научный руководитель – старший преподаватель Е.Г. Карпова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метод Анализа добычи (Production analysis) является с одной стороны хорошим дополнением традиционным методам анализа ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПУ), так и самостоятельным инструментом, позволяющим провести оценку параметров пласта и скважины.

Гидродинамические исследования скважин являются неотъемлемой частью разработки любого месторождения. Результаты этих исследований используются при планировании геолого-технологических мероприятий, анализе текущего состояния разработки месторождений и составлении проектных документов на разработку месторождений. Однако, их проведение практически всегда связано с остановкой добывающих скважин, что влечет за собой потери нефти в дополнение к затратам на сами исследования.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одним из решений подобной проблемы является использование метода Анализа добычи в ПО Карра Торазе. Проведённые опытные исследования шести скважин продемонстрировали удовлетворительную согласованность с результатами традиционных КВД и подтвердили перспективность данного направления в условиях максимизации добычи ХХХ месторождения.

Анализ добычи начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспоненциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арпс, 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 Торазе, в которой и было произведено исследование данной скважины. Движение вперед в области Анализа добычи ускорилось на рубеже 1990-х и 2000-х годов, в частности благодаря разработке стационарных манометров.

Для проведения данного исследования было отобрано 6 наклонно-направленных эксплуатационных нефтяных скважин пласта ВК₁, разных участков ХХХ площади. Все выбранные скважины эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН) и оснащены системой телеметрической системой. Пять из них находятся в опорной сети и 1 скважина относится к высокотонажным.

Основная цель данного исследования – в течение длительного времени отслеживать параметры работы скважины (давление и дебит), на основе полученной зависимости сделать прогноз дальнейшего изменения добычи и оценить параметры пласта и скважины на основе метода Анализа добычи. Обработка исходных данных была произведена в ПО Карра (Workstation G5) "Topaze" и "Saphir".

Анализ для каждой скважины проводился в три этапа:

- на первом этапе были проанализированы входные данные, их качество и степень корректности: качество данных пяти рассматриваемых скважин было охарактеризовано как удовлетворительное; по шестой скважине качество охарактеризовано как неудовлетворительное.
- на втором этапе – построена аналитическая модель, учитывающая только рассматриваемую скважину;
- на третьем этапе проанализировано влияние соседнего фонда скважин – построена численная модель и сделан прогноз изменения дебита жидкости. Таким образом, для четырех из пяти скважин в ходе численного моделирования получено удовлетворительное качество совмещения смоделированной кривой и дебита, как показано на графике, приведенном далее, что является косвенным подтверждением достоверности полученных в ходе интерпретации оценок параметров.

Таким образом, полученные в рамках исследований Анализа добычи параметры скважины были сопоставлены с результатами, полученными при интерпретации методом КВД.

Таблица

Сравнение результатов исследований

Дата ГДИС	Δt час	Вид ГДИС	Рпл (ВДП), кгс/см ²	k, мД	Полный скин-фактор
04-09.06.2016	122	КВД ТМС	89.62	5.18	-4.50
28.08-02.09.2016	124	КВД ТМС	90.08	5.21	-4.50
16-21.12.2016	115	КВД ТМС	90.20	5.10	-4.50
17.01.2016 – 25.01.2017	8986	АД	88.89	6.21	-4.53

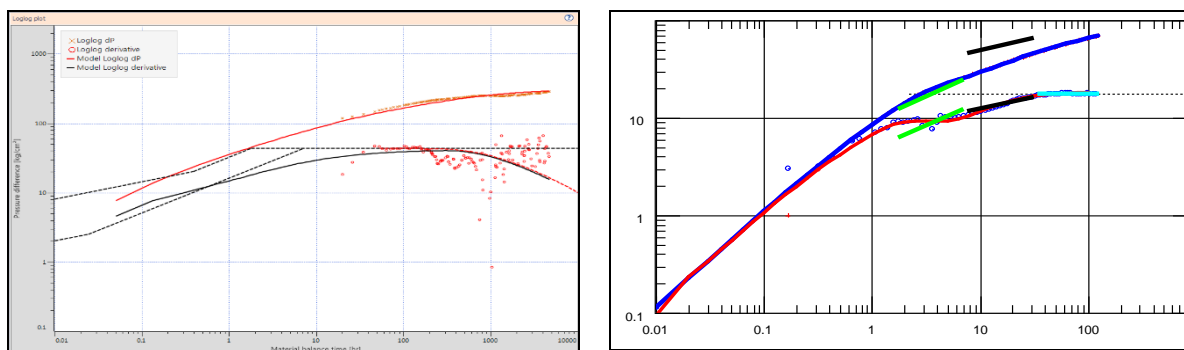


Рис. Сопоставление диагностических графиков АД и КВД (28.08-02.09.2016) скважины № 1634 ХХХ месторождения

Значения проницаемости, определенные по результатам Анализа Добычи и по КВД, несколько отличаются между собой. Данный факт, вероятнее всего, вызван тем, что записи давления КВД и Анализа Добычи производилась датчиком ТМС с низкой разрешающей способностью. Производные давлений замеров имеет зашумленный вид, что затруднило диагностирование режимов течения. Положения позднего радиального режима течения были выбраны в конце исследования в середине интервала шума. Таким образом, значения проницаемости могут нести в себе долю погрешности.

Пластовые давления, полученные по результатам Анализа Добычи для всех скважин, согласуются со значениями, определенными по предыдущим КВД ТМС, а также с актуальными картами изобар.

Литература:

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов М., 2006 г.
2. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91. – М.: Миннефтепром, ВНИИ, 1991. – 540с.
3. Оливье Узе. Анализ динамических потоков – выпуск 4.10.01. – Карра, 2008. – 358с.

ИССЛЕДОВАНИЕ И КОМПЛЕКСНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОАЭРОМЕХАНИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА
П.В. Волков

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время проблема образования гидратов на внутрипромысловых и магистральных трубопроводах очень актуальна. Скопление гидратов в сечении трубы приводит к уменьшению пропускной способности, дополнительной дросселиции потока, а в некоторых случаях и его полной остановке. Основным методом борьбы с гидратообразованием в промышленных масштабах - подача метанола в объеме идентичному сечению трубопровода, его длины и степени оседания и прилипания гидратов на участке. Также применяют подогрев газа или корпуса трубопроводов. [1]

1 Образование гидратов

Гидратообразованием называется процесс объединения молекул газа с водой, возникающий при уменьшении температуры и увеличения давления газожидкостного потока внутри трубопровода. Данная реакция приводит к образованию гидратов, которые представляют собой белые кристаллы, похожие на снегообразную кристаллическую массу. На (рис. 1) указаны параметры образования кристаллов гидрата метана. [1]

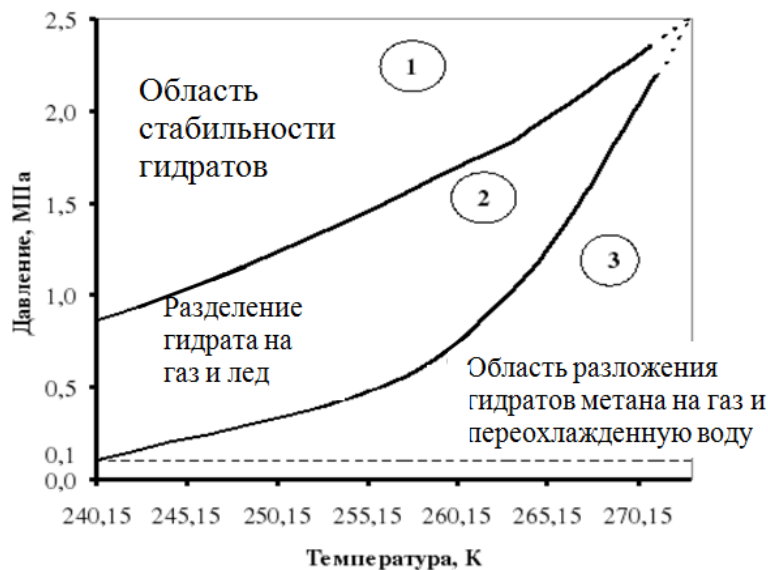


Рис.1 Области образования и разрушения гидратов газа метана [1]

2 Разделение эмульсии в аппаратуре совместной подготовки нефти и воды

Газ, поступающий из скважин, содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Жидкая фаза извлекается сепараторами различной конструкции. С помощью установок осушки газа на головных сооружениях снижается содержание паров воды. При низком качестве осушки газа в газопроводе конденсируется влага и образуются кристаллогидраты, в результате чего снижается его пропускная способность. Максимальное содержание влаги в газе (в г на 1 м³ сухого газа) приблизительно определяют по графику при температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа. [2], [3]

Кроме основных условий образования гидратов, существуют побочные: турбулентность движения газа, пульсации, наблюдающиеся при работе двигателей, резкие повороты ЛЧ МГ, сужения трубы и другие факторы, приводящие к перемешиванию газового потока. [4] Местонахождение гидратной пробки определяют замером давления на трассе по повышенному перепаду давлений на каком-либо участке при помощи радиолокационной антенны и передвижной радиолокационной станции, просвечиванием труб гамма-излучением с помощью