

## ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ РАДИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ СКВАЖИН ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВМС

П.А. Юфин  
ИПНГ РАН, e-mail: p.yufin@yandex.ru

### 1. Постановка задачи

Для корректного моделирования процессов экспериментального нагнетания растворителя и добычи углеводородного сырья на скв. 101 Д, скв. 2062 и скв. 2003 необходимо построение гидродинамической модели и воспроизведение первоначального состояния пластовой флюидной системы в районе этих скважин, которое имело место до начала нагнетания растворителя.

Учитывая, что данные скважины длительное время находятся в эксплуатации, следует ожидать изменение состояния пластовой системы в результате выпадения и накопления ретроградного конденсата в пласте. О накоплении конденсата в призабойной зоне скважин и его подвижности говорят данные промысловых исследований скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ). Значительный интерес представляют результаты исследования скв. 182, проведенные в период 1978–1980 гг.

Скважина расположена в центральной части залежи, отметка забоя на глубине 1763 м. Насосно-компрессорные трубы диаметром 114 мм спущены до глубины 1720 м, эксплуатационная колонна диаметром 178 мм – до глубины 1393 м. Продуктивные горизонты, кровля которых находится на глубине 1419 м, эксплуатируется открытым стволом в интервале 1419–1763 м. Скважина введена в эксплуатацию 31 августа 1975 г. Начальное пластовое давление равно 20 МПа, пластовое давление 30 °С. За период с августа 1975 г. по октябрь 1979 г. пластовое давление снизилось до 17 МПа, дебит скважины снизился с 700 до 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Исследования проводились в широком диапазоне дебитов газа 50–700 тыс. м<sup>3</sup>/сут посредством специальной полнопоточной сепарационной установки в антикоррозионном исполнении, расположенной в 30 м от скважины. Продолжительность исследований на каждом режиме составляла 10–12 сут. На рис. 1 показана динамика содержания конденсата в 1 м<sup>3</sup> газа после пуска скважины 182 в работу с дебитом газа 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Перед этим скважина работала с дебитом 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Видно, что в первые часы содержание конденсата значительно превышает истинную величину, которая показана

сплошной линией, почти в 2 раза. Постепенно, в течение полутора суток, содержание конденсата снижается и приближается к истинной величине.

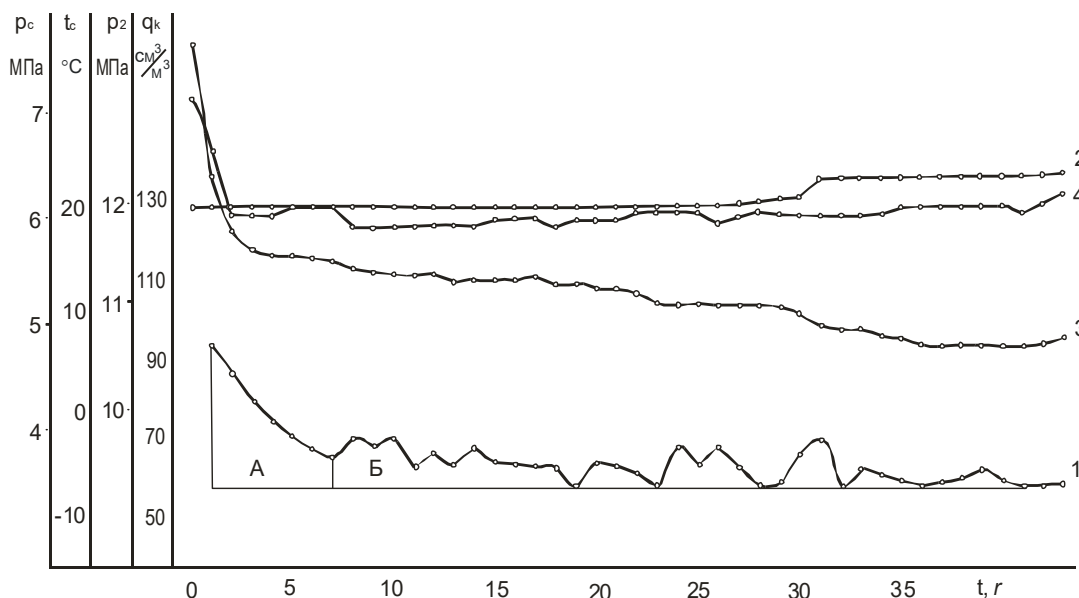


Рис. 1. Динамика данных исследования скв. 182 Оренбургского месторождения при дебите газа 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут: 1 – удельный выход сырого конденсата  $q_k$ , см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; 2 – давление на устье скважины  $p_2$ , МПа; 3 – температура сепарации  $t_c$ , °C; 4 – давление сепарации  $p_c$ , МПа

В процессе исследований был отмечен значительный рост депрессии на пласт при дебите газа 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, рост содержания конденсата в газе в момент пуска скважины с максимальным дебитом обусловлен выносом ретроградного конденсата из призабойной зоны, который накопился на предыдущих режимах. Вынос конденсата произошел в результате роста депрессии на пласт.

Проведенные исследования на скв. 182 подтверждают, что в призабойной зоне скважины происходит накопление конденсата, который становится подвижным при увеличении депрессии на пласт.

В процессе опытно-промышленных работ на скв. 101 Д, скв. 2062 и скв. 2003 объемы нагнетаемого агента составили 10–60 м<sup>3</sup>. Поэтому следует ожидать, что воздействию будет подвергаться околоскважинная зона на удалении нескольких метров от ствола скважины. Так, для скв. 101, принимая среднее значение пористости на уровне 0,08, газонасыщенность – 0,9, объем растворителя – 60 м<sup>3</sup>, получим, что максимальное расстояние продвижения растворителя составит 1,6 м (с учетом всего вскрытого интервала – 92 м). Если считать, что растворитель будет продвигаться по наиболее

проницаемым пластам и принять их суммарную толщину в 20 м, то максимальный радиус в этом случае составит 3,6 м.

Исходя из этих рассуждений, за основу была принята радиальная модель скважины, которая позволяет наиболее адекватно моделировать фильтрационные процессы в околоскважинной зоне пласта [1, 2].

Для учета процесса выпадения и накопления ретроградного конденсата использовалась композиционная модель.

В качестве модели пласта была использована модель матрица–«дренажный пласт», которая позволяет учесть механизм формирования фильтрационных потоков газа в карбонатных коллекторах в общем виде. Многочисленные расчеты на базе данной модели позволили воспроизвести качественный вид кривых восстановления пластового давления для карбонатного коллектора.

Предполагается, что приток газа к скважине происходит по пластам с высоким значением пористости и системе трещин, которые объединяются в «дренажный пласт». Газ из матрицы, которая характеризуется низкими значениями пористости, фильтруется в «дренажный пласт» за счет значительной площади контакта между ними. На рис. 2 показано распределение пористости по пластам в районе скв. 101 Д. Из рисунка хорошо видно, что в продуктивном разрезе скважины четко выделяются пласты с высоким значением пористости, которые могут быть выделены в первом приближении в «дренажный пласт».

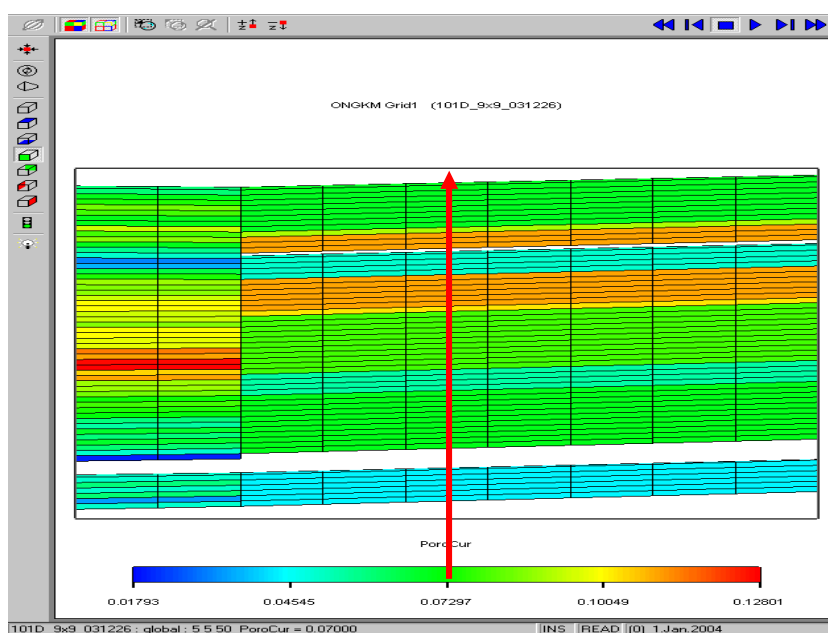


Рис. 2. Распределение пористости по пластам в районе скв. 101 Д

## 2. Исходные данные

Скв. 101 Д, 2062 и 2003 находятся в районе УКПГ-2. Скв. 2062 и 2003 вскрывают продуктивные отложения I эксплуатационного объекта, скв. 101Д – II эксплуатационного объекта. Вид вскрытия для всех скважин – перфорация. Вскрытый интервал для скв. 2062 и 2003 составляет 60 и 70 м соответственно, для скв. 101Д – 92 м. Работа скважин первого объекта характеризуются высокими депрессиями и низкими дебитами – 4,0 МПа и 60–90 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В 1998 г. дебит газа по скв. 101 Д превысил дебит двух других скважин в три раза при близких значениях депрессии – 3 МПа, пластовое давление по скв. 2003 и 101Д в 1998 году составляло 8 МПа, по скв. 2062 – 10 МПа. Такое различие в продуктивности скважин связано с тем, что I объект характеризуется худшими коллекторскими свойствами по сравнению со II объектом.

В табл. 1 приведены параметры радиальной модели для скв. 101 Д. Радиус модели принят равным 750 м. Модель включает три пласта: два, пористостью 7% и толщиной 40 м, моделируют матрицу; третий, толщиной 12 м и пористостью 11%, представляет «дренажный пласт».

Таблица 1

Параметры радиальной трехслойной модели

Параметры	Слои		
	1 (матрица)	2 (дренажн. пласт)	3 (матрица)
Радиус, м	770	770	770
Толщина, м	40	12	40
Пористость	0,07	0,11	0,07
Газонасыщенность	0,9	0,9	0,9
Водонасыщенность	0,1	0,1	0,1
Запасы газа, млн. м <sup>3</sup>	1195	560	1195
Запасы газа, %	40,5	19	40,5

Состав пластового газа приведен в табл. 2 и включает 14 компонентов, из них 6 фракций конденсата. Для изучения процессов выпадения и распределения в пласте ретроградного конденсата принято, что на начало моделирования пласт насыщен водой и газом, рассеянная нефть и ВМС отсутствуют.

## Начальный состав и свойства модели пластового газа на Оренбургском НГКМ

Компоненты	Содержание, % мол.	Температура кипения, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Молярная масса
1 Азот	6,030			
2 Двуокись углерода	0,540			
3 Сероводород	1,680			
4 Метан	83,800			
5 Этан	3,810			
6 Пропан	1,520			
7 н-Бутан	0,720			
8 F1	1,141	61,0	0,676	83,9
9 F2	0,249	99,6	0,731	101,3
10 F3	0,229	123,4	0,753	114,0
11 F4	0,112	156,0	0,774	134,0
12 F5	0,0217	190,0	0,791	157,0
13 F6	0,0167	350,0	0,884	343,0

### 3. Подбор параметров радиальной трехслойной гидродинамической модели скважины 101 Д

На примере скв. 101 Д проведена адаптация трехслойной гидродинамической радиальной модели. Емкостные параметры модели заданы в соответствии с табл. 1, состав пластового газа приведен в табл. 2. Адаптация модели проводилась по заданной депрессии (3 МПа). Величина критической конденсатонасыщенности составляла 0,3. В качестве изменяемых параметров задавались проницаемость слоев и скин-фактор.

В табл. 3 представлены результаты расчетов для двух вариантов. В первом варианте приток газа в скважину осуществляется только из высокопроницаемого пласта. Во втором приток газа происходит по всему газонасыщенному интервалу. Проницаемость по Z, учитывая наличие малопроницаемых и непроницаемых слоев, задавалась на уровне 0,005 мД. Из сопоставления вариантов видно, что в варианте 2, когда приток газа происходит по всему вскрытому интервалу, даже уменьшение проницаемости до 3 мД не позволяет получить фактического значения депрессии на пласт 3 МПа. Такие значения проницаемости противоречат свойствам коллекторов ОНГКМ.

**Параметры адаптированной радиальной трехслойной модели скв. 101 Д**

Параметры	Слои		
	1 (матрица)	2 (дренажн. пласт)	3 (матрица)
<b>Вариант 1 (вскрыт высокопроницаемый пласт)</b>			
Интервал вскрытия	–	+	–
Проницаемость по X, мД	10	25	10
Проницаемость по Z, мД	0,005	0,005	0,005
Скин-фактор	3	3	3
Расчетная депрессия на пласт, МПа	–	<b>2,8</b>	–
<b>Вариант 2 (вскрыты все пласты)</b>			
Интервал вскрытия	+	+	+
Проницаемость по X, мД	3	3	3
Проницаемость по Z, мД	0,005	0,005	0,005
Скин-фактор	3	3	3
Расчетная депрессия на пласт, МПа	–	<b>2,0</b>	–

Таким образом, проведенные расчеты позволяют сделать вывод о том, что трехслойная гидродинамическая модель продуктивного разреза, в которой приток газа в скважину происходит по высокопроницаемому пласту, корректно описывает гидродинамику фильтрационных потоков в районе скв. 101. Данная модель позволяет корректно проводить анализ распределения ретроградного конденсата в околоскважинной зоне скважин ОНГКМ.

**4. Анализ насыщенности пласта ретроградным конденсатом  
в районе скв. 101 Д**

Размер ячеек радиальной сетки может задаваться в двух вариантах: произвольный размер (табл. 4) и логарифмическое распределение. В последнем варианте размер первой ячейки, в центре которой находится скважина, может быть любым. В данных расчетах было использовано логарифмическое распределение размеров ячеек. Размер первой ячейки был принят в двух вариантах: 1 и 10 м. Величина критической конденсато-насыщенности составляла 0,3.

**Анализ насыщенности пласта ретроградным конденсатом в районе скв 101Д**

Размер ячейки, м	15,2	23,8	36,7	56,5	87,2	134	207	320	493	760
Насыщенность, %	30	30	14	6,4	3,3	2,1	1,5	1,3	1,2	1,1

В результате проведенных расчетов установлено, что при снижении пластового давления до 8 МПа насыщенности ретроградным конденсатом высокопроницаемого пласта и низкопроницаемых пластов значительно различаются. Насыщенность высокопроницаемого пласта составляет величину порядка 30–14% на расстоянии 30 м от ствола скважины. Насыщенность низкопроницаемой матрицы в околоскважинной зоне практически не отличается от насыщенности удаленной зоны пласта и составляет около 1 %.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3).*

## ЛИТЕРАТУРА

1. Юфин П.А. Построение геолого-математической модели участка месторождения с трудноизвлекаемыми запасами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 12. С. 32–42.

2. Юфин П.А. Создание газогидродинамической модели участка месторождения с трудноизвлекаемыми запасами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 62–65.