

Р.Г. Фархуллин<sup>1</sup>, М.Т. Ханнанов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>НГДУ «Ямашнефть», ОАО «Татнефть»  
valiahmetova@tatneft.ru

# НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГИДРОМЕХАНИКИ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ДВОЙНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ ПРИ ДРЕНИРОВАНИИ

В работе изложены некоторые особенности поведения коллекторов с двойной пористостью, выявленные в процессе их дренирования геолого-промысловыми и гидродинамическими методами контроля. Эти особенности должны быть учтены при разработке залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям.

По строению карбонатные отложения турнейского и башкирского ярусов и верейского горизонта месторождений ЗС ЮТС являются трещиновато-пористыми, т.е. средами с двойной пористостью. Движение жидкости в них отличается от движения жидкости в пористой среде. Эта особенность обнаруживается при контроле за разработкой карбонатных залежей геолого-промысловыми и гидродинамическими методами. Ниже изложены некоторые результаты этих наблюдений.

## Индикаторные кривые

Индикаторные кривые имеют выпуклую к оси дебитов форму: отклонение от прямой начинается при забойных давлениях 5.5 – 4.5 МПа. Продолжительность выхода на последующий режим составляет 8 – 12 суток, что существенно больше, чем для терригенных коллекторов. Точка при минимальном забойном давлении может быть левее предыдущей, но такие кривые здесь не рассматриваются, так как не исключена ошибка из-за невысокой точности в измерении дебита. От точки к точке при увеличении депрессии коэффициент продуктивности снижается существенно, в частности, на приводимом примере в 2 раза (Рис. 1).

Существенная зависимость проницаемости трещин от перепада давления, поддерживаемого в скважине, подтверждается экспериментом, проведенным в скв. 13082, вскрывшей упинские отложения турнейского яруса. Общий вид изменения давления в скважине приведен на рис. 2. Из результатов интерпретации кривых восстановления, основанной на методах итерационной регуляризации, следует, что с уменьшением перепада давления на 2,8 МПа проницаемость трещин увеличилась с 0,155 до 0,272 мкм<sup>2</sup>, т.е. на 43%.

Искажение индикаторных кривых объясняется, как правило, только качественно (нарушением линейного закона фильтрации, фазовыми превращениями, изменением коллекторских свойств пласта). Однако количественная оценка вклада каждого явления в снижение коэффициента продуктивности на практике до сих пор является не закрытой темой. Решение этой задачи позволило бы устанавливать оптимальный технологический режим эксплуатации как скважин, так и залежей в целом.

## Кривые восстановления давления (уровня)

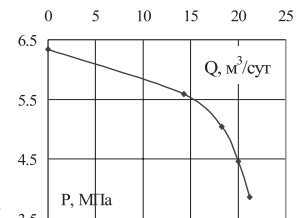
Для кривых восстановления (Рис. 3) характерна монотонность. Перегибы на КВД в координатах  $\Delta P - \lg t$ , отмечаемые в лит. источниках (Басниев и др., 1986; Голф-Рахт, 1986), отсутствуют. Из материалов обработки КВД (КВУ), проведенных по 139 скважинам (Фархуллин, 2002), следует:

- среднее время выхода на прямолинейный участок

- перестроенной КВД составляет свыше 5 суток ( $\lg t = 5,6$ );
- искривление прямолинейного участка перестроенной КВД начинается через 12–18 суток после остановки скважины ( $\lg t = 6/6,5$ );

- по КВД определяется гидрорепроводность трещин и пьезопроводность трещин с учётом упругоёмкости блоков, отнесённая к приведённому радиусу;
- упругоёмкость трещин чрезвычайно мала;

- обмен жидкостью между блоками и трещинами заканчивается с выходом перестроенной КВД на прямолинейный участок.



Дата	Длина хода штока, м	Давление, МПа	Дебит, м³/сут
20.12.1993	1,2	6,34	0
24.12.1993	1,2	5,59	14,3
10.01.1994	1,5	5,04	18,3
25.01.1994	1,8	4,46	20
10.02.1994	2,1	3,86	21,2

Рис. 1. Индикаторная кривая скв. 4786 (кизеловский горизонт турнейского яруса).

## О величине пластового давления

Значение величины пластового давления находится в сильной зависимости от продолжительности проста скважины из-за невысокой крутизны кривых восстановления. На рис. 3 приведена КВД продолжительностью 30 суток. Если исследование закончить на 10 сутки, то величина пластового давления равнялась бы 5.8 МПа, на 20 сутки – 6.5 МПа, а на 30 сутки – 6.9 МПа. Разница между давлениями, определенными на десятки и тридцатые сутки, составляет 1.1 МПа, что на фоне достигнутого давления составляет 15,7%.

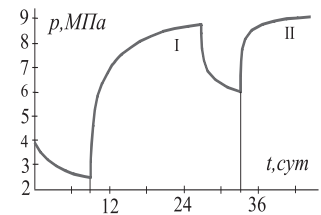


Рис. 2. Результаты ГДИ скв. 13082.

Анализируя динамику восстановления давления на участках по группе скважин Ерсубайкинского (9 скв.), Шегурчинского (12

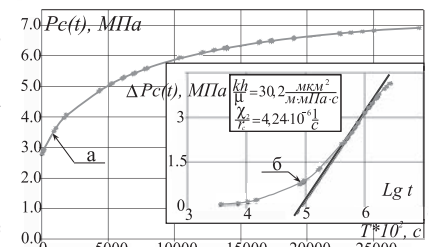


Рис. 3. Кривая восстановления давления скв. 6596 в координатах  $Pc(t)-t$  (а) и  $\Delta Pc(t)-\lg t$  (б) (башкирский ярус).

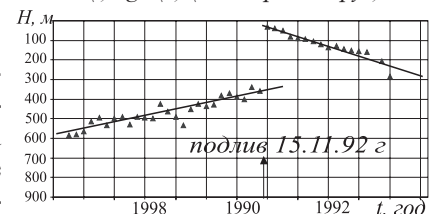


Рис. 4. Динамика статического уровня скв. 4173 до и после подлива.

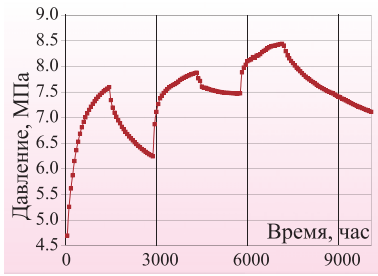
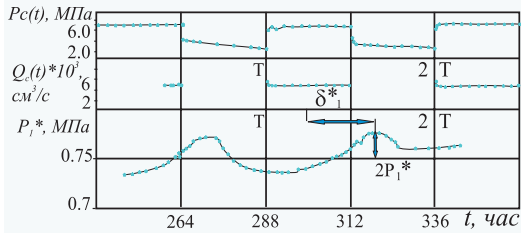


Рис. 5. Изменение давления в реагирующей скв. 4617 (верейский горизонт) при периодическом воздействии со стороны возмущающей скв. 4618.

Рис. 6. Кривая гидропрослушивания интервала между скв. 1945 – 1451 (турнейский ярус).



скв.) и Ямашинского (15 скв.) месторождений, мы пришли к выводу, что за 6 – 8 месяцев прослеживания полного восстановления давления не произошло, однако крутизна восстановления оказалась тем выше, чем больше пористость коллектора.

Из приводимых данных следует, что фактические величины средних пластовых давлений карбонатных залежей, особенно турнейского и башкирского ярусов, выше пластовых давлений, отражаемых в отчетной документации по контролю за разработкой, вследствие несоблюдения продолжительности восстановления давления, предусматриваемого в нормативных документах (РД..., 2004).

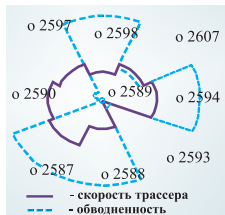


Рис. 7. Скоростная диаграмма закачки трассера (башкирский ярус).

Таким образом, определенность в понятии «динамическое пластовое давление» для разрабатываемой карбонатной залежи отсутствует.

Кстати, вопрос о понятии «динамическое пластовое давление» не решён и для терригенных залежей с высоковязкими нефтями. На рис. 4 приведена динамика изменения пластового давления в скв. 4173 до и после подлива, из которой следует, что мгновенного или достаточно быстрого выравнивания давления не произошло.

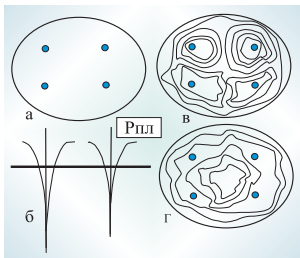


Рис. 8. Схема карт изобар.

### Кривые гидропрослушивания межскважинных интервалов

Импульс возмущения четко прослеживается на реагирующей скважине в том случае, если межскважинный интервал гидродинамически разорван (Рис. 5). При отсутствии между скважинами такого разрыва (Рис. 6) сигнал стандартной аппаратурой (чувствительность до 0.001 МПа) не регистрируется. В то же время, индикатор, закаченный в скв. 2589 (Рис. 7), обнаруживается во всех скважинах, кроме скв. 2593. Причём скорость прохождения индикатора составила 40 – 120 м/сут. Вероятно, индикатор и закачиваемая вода проникают от нагнетательной скважины в добывающую по трещинам или системам трещин, имеющих чрезвычайно малую пропускную способность, не оказывая при этом существенного влияния на рост давле-

ния и обводнённости добывающей скважины.

Факты, приведённые в пунктах 2, 3, 4 позволяют высказать предположение, что в процессе эксплуатации вокруг скважин, вскрывших карбонатный коллектор, создаются очень узкие, но чрезвычайно глубокие депрессионные или репресссионные воронки (Рис. 8 а, б), не пересекающиеся между собой. Поэтому карты изобар, на наш взгляд, не должны строиться по принципу линейной интерполяции, применяемой к терригенному коллектору (Рис. 8 г), а должны иметь, примерно, такой вид, как это изображено на рис. 8 в. Такое представление предопределяет выбор сетки, её шага и системы заводнения.

### Кривые восстановления как индикатор негерметичности

КВУ в скважинах, вскрывших карбонатные верейский и башкирский отложения, могут на отдельных залежах существенно отличаться как интенсивностью, так и величиной приращения уровня (Рис. 9). КВУ в верейских отложениях дают прирост к динамическому уровню не более 100 – 150 м за время равное 260 час., тогда как башкирские за это же время восстанавливаются на 400 – 450 м. Эта особенность может служить признаком сообщаемости верейских и башкирских отложений. В частности, в поисковой скв. 820 был вскрыт и опробован башкирский ярус. Потом он был закрыт цементным мостом, и скважина пущена в эксплуатацию по верейскому горизонту. Однако КВУ скважины ведёт себя подобно КВУ скважин, эксплуатирующих башкирские отложения. Следовательно, КВУ скв. 820 своим характером обязана башкирским отложениям вследствие негерметичности моста или заколонного перетока.

### Некоторые показатели разработки карбонатных залежей

Как было показано выше, эксплуатация скважин, вскрывших карбонатный коллектор, при давлениях ниже давления насыщения является одним из реальных способов интенсификации добычи нефти, однако коэффициент продуктивности при этом снижается кратно, а начальный коэффициент, в зависимости от величины снижения давления ниже давления насыщения, до 60% (Рис. 10).

На рис. 11 приведены показатели эксплуатации двух очень близких по коллекторским свойствам скважин, из которых следует, что из скв. 4870 отобрано практически втрое больше, чем из скв. 4873 (за один и тот же период). При этом пластовые давления в скважинах были одинаковые.

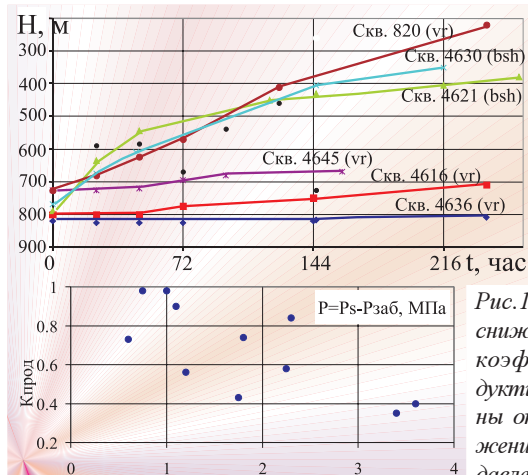


Рис. 9. Сравнительные кривые восстановления уровней в скважинах, вскрывших башкирские и верейские отложения.

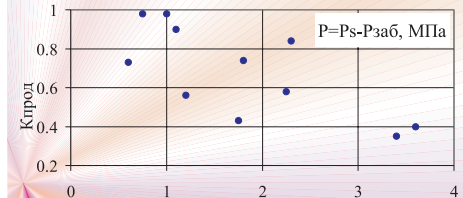


Рис. 10. Зависимость снижения начального коэффициента продуктивности скважины от величины снижения давления ниже давления насыщения.

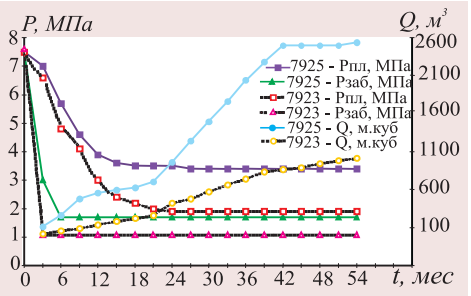
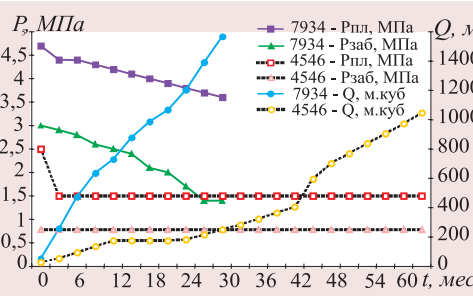
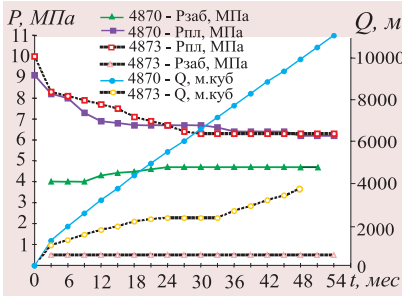


Рис. 11. Показатели эксплуатации скв. 4870 и 4873 (турнейский ярус).

Рис. 12. Показатели эксплуатации скв. 7934 и 4546 (верейский горизонт).

Рис. 13. Показатели эксплуатации скв. 7925 и 7923 (верейский горизонт).

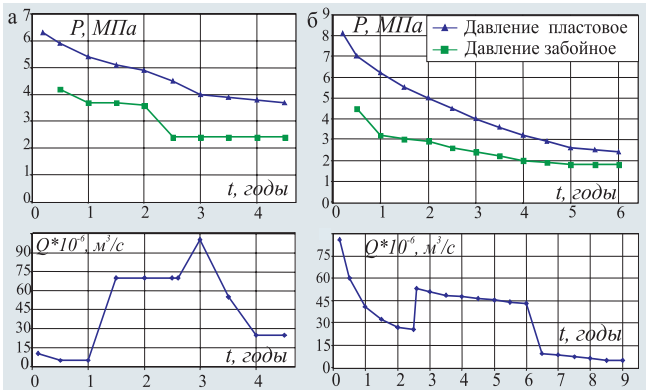


Рис. 14. Показатели эксплуатации скв. 6990 (а) и 6996 (б) ( $C_1 t$ ).

Забойное давление на скв. 4873 на 3.0 – 3.5 МПа ниже давления насыщения  $P_n$ , а на скв. 4870 – на уровне  $P_n$ .

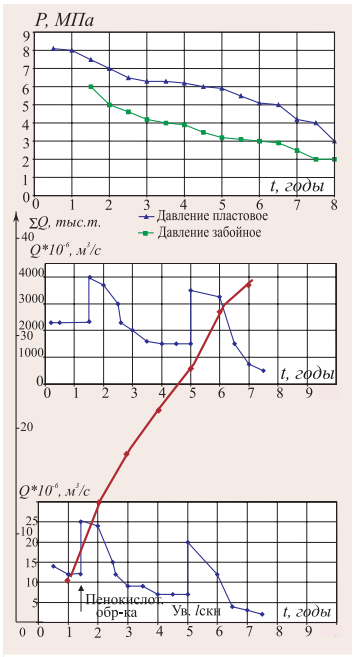


Рис. 15. Показатели эксплуатации скв. 346 ( $C_1 t$ ).

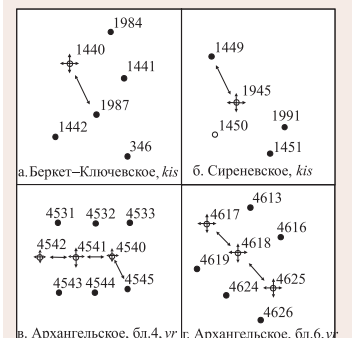


Рис. 16. Направления гидроразрыва пласта.

том, что условия эксплуатации их одинаковы, а величины пластового и забойного давления серьезно отличаются. Одной из предположительных причин могут быть условия первичного вскрытия продуктивного пласта.

**Некоторые показатели эксплуатации скважин**

При разработке карбонатных залежей на естественном режиме существует, видимо, некоторое критическое значение пластового давления, ниже которого приток в скважину существенно снижается. Для кизеловских отложений оно составляет 4.0 – 4.5 МПа, а для верейских 2.5 – 3.5 МПа (Рис. 14, 15).

**О направленности развития трещиноватости**

В процессе разработки карбонатных залежей на Беркет-Ключевском, Сиреневском, Архангельском месторождениях зафиксированы случаи гидроразрыва пласта. Во всех случаях они имеют направление с северо-запада на юго-восток (Рис. 16). Возможно, это направление является направлением преимущественного развития естественной трещиноватости. Этот факт должен учитываться при размещении нагнетательных скважин на залежи и выборе направления скважин с горизонтальным стволом.

На блоке 4 Архангельского месторождения (верейский гор-т) зафиксирован факт гидроразрыва и в поперечном направлении, произошедшего вследствие несоответствия производительности применяемого насосного оборудования требуемым объемам закачки. Возможны и другие направления трещиноватости техногенного происхождения.

Здесь нами не затронуты вопросы, связанные с фильтрационной моделью пласта, анизотропией пласта, выработкой залежи при гидродинамическом периодическом воздействии на пласт, интенсификацией добычи.

Таким образом, накопленный опыт разработки залежей с пористо-трещиноватым коллектором показывает, что механизм фильтрации в них принципиально отличается от механизма фильтрации в терригенных коллекторах. Автоматический перенос опыта разработки и эксплуатации залежей с терригенным коллектором на пористо-трещиноватый – неправомерен. Экспериментальные факты, приводимые в работе, должны быть учтены при проектировании технологических схем разработки коллекторов с двойной пористостью.

**Литература**

Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. *Подземная гидравлика*. М.: Недра, 1986.  
 Голф-Рахт Т.Д. *Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов*. М.: Недра, 1986.  
 РД 153-39.0-384-05. Опытный комплекс и периодичность ГД методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть». Бугульма: ТатНИИнефть, 2004.  
 Фархуллин Р.Г. *Комплекс промысловых исследований по контролю за выработкой запасов нефти*. Казань: Татполиграф, 2002.