

Гидродинамические исследования скважин Мусюршорского нефтяного месторождения

А.Н. Ирбахтин (ООО ПФ «Аленд» г. Ухта) 2005 г.

Расконсервацией скважины 60 возобновлена пробная эксплуатация Мусюршорского нефтяного месторождения. Одновременно с этим развернуты работы по эксплуатационному бурению разработочных скважин, что позволило продолжить доразведку открытого в 1984 г. месторождения.

Работа старых и вновь введенных скважин находится под постоянным контролем геологической службы ООО нефтяной компании «Северное Сияние». ГДИС – сопровождение бурения и пробной эксплуатации осуществляет подрядчик – ООО производственная фирма «Аленд».

Все скважины являются фонтанирующими и, с периодичностью один раз в полгода, тестируются регламентированными для вновь вводимых и продолжительно работающих скважин комплексом гидродинамических исследований. К настоящему времени накоплен достаточно большой объем ГДИС – информации, оперативный анализ которой дает настораживающие факты о не типичном поведении пластового резервуара, что выражается в непропорциональном отбору быстром темпе снижения пластовой энергии, и уникальных для Тимано-Печорской провинции проявлениях фильтрации нефти в коллекторах залежи.

На середину 2005 года на залежи D₃fm в пробной эксплуатации находятся скв. 60, 100, 101, 201. Все скважины исследуются гидродинамическими методами с периодичностью в полгода.

Приведем основные результаты гидродинамических исследований (ГДИ) скважины 60 Мусюршорского месторождения.

Наиболее интересным при обработке ГДИС – информации оказалось построение и интерпретация индикаторных диаграмм. Ниже представлены две индикаторные диаграммы, зафиксированные в августе 2003 г. и апреле 2005 г., соответственно.

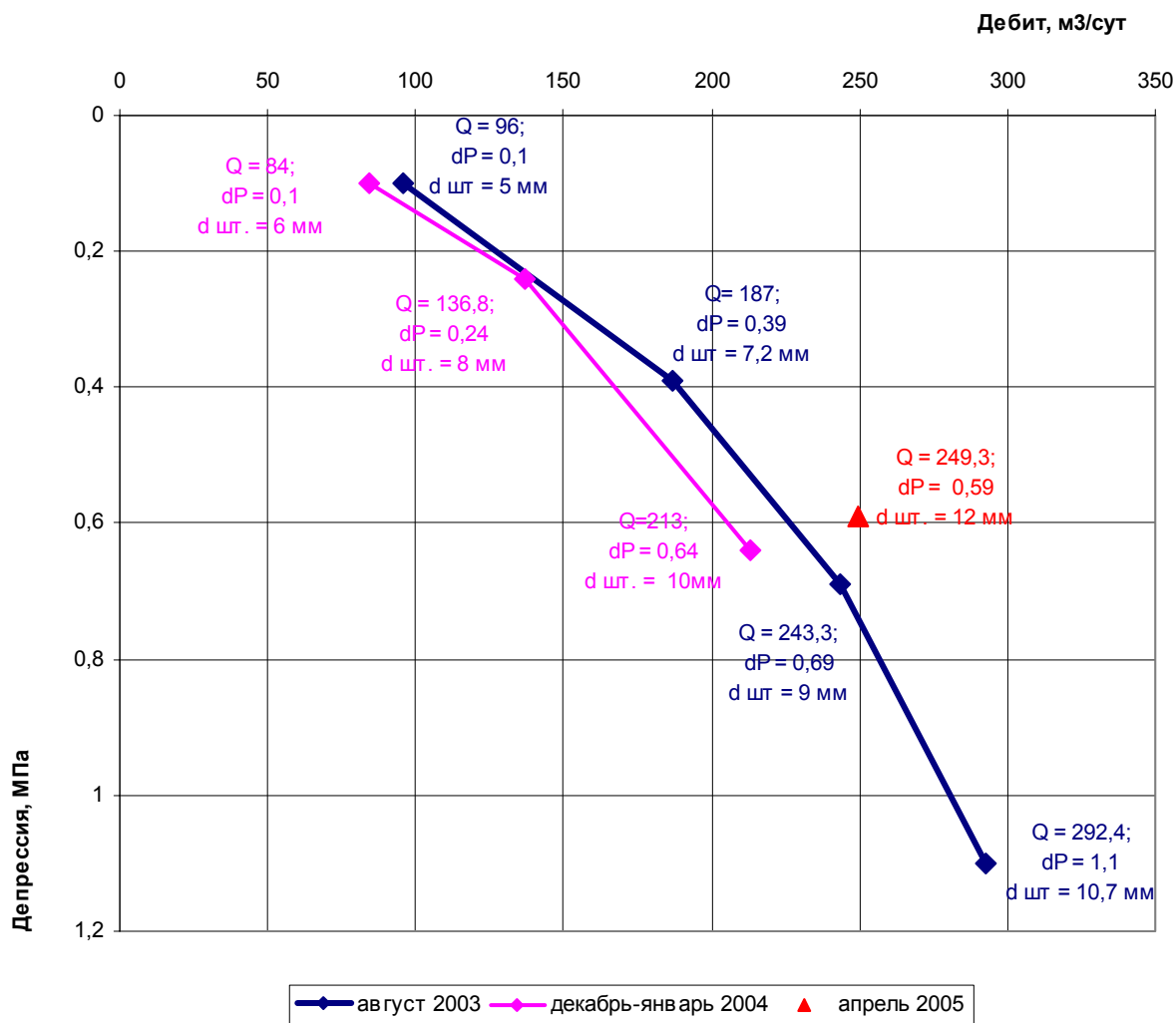


Рис. 1. Скв. 60 Мусюршорская. Индикаторные диаграммы

Характерными, осложняющими интерпретацию чертами полученного материала, является выпуклость ИД к оси дебитов (см. рис 1, 2) и чрезвычайно быстрое восстановление давления (рис. 3). Совокупность упомянутых внешних признаков является свидетельством того, что ИД и КВД отражают фильтрационные процессы в высокопроницаемой, обладающей трещинной проводимостью среде. Подобной среде присуща повышенная восприимчивость к деформирующим воздействиям горного давления, что, собственно, и является основной причиной объективно зафиксированных исследованиями упомянутых фактов.

При выборе методики интерпретации полученной ИД проанализированы наиболее вероятные причины искривления ИД.

Попытка обработать ИД по двучленной формуле, учитывающей через потери напора инерционные и силы трения фильтрующейся нефти, потерпела неудачу. Отрезок, отсекаемый спрямленной в осях $\Delta P/Q - Q$ ИД имел отрицательную величину, что лишено физического смысла и делает непригодной данную методику для использования в конкретном случае для ИД скв. 60 – Мусюршор.

Обработка индикаторной диаграммы (ИД) проведена по методике обработки ИД, отражающей установившуюся фильтрацию в деформируемой среде [3]. Основания для выбора методики интерпретации следующие:

- невозможность обработки ИД по двучленной формуле $\Delta P/Q = a + b \cdot Q$ которая дает отрицательное значение перепада давления за счет сил трения (отрезок A на оси $\Delta P/Q$);

- внешние признаки наличия трещиноватой среды (крупных трещин) по фактам чрезвычайно быстрого восстановления давления при остановке скважины (КВД не удается обработать);

- наличие трещин по керну.

Обработка ИД проведена из предположения о фильтрации однородной жидкости в деформируемой трещиновато-пористой среде, подчиняющейся закону фильтрации в приложении к деформируемым средам (применение функции Лейбензона в уравнении неразрывности потока, позволяющей учесть зависимость (непостоянство) проницаемости от давления).

Основные положения методики интерпретации ИД.

1. $k = k_0 \cdot e^{\alpha \Delta P}$ - текущая проницаемость деформируемого коллектора;

2. $f(Z) = \frac{1}{1 - e^{-\alpha \Delta P}} - \frac{1}{\alpha \Delta P}$;

3. $f(Z) = \frac{F_1}{F} = \frac{1}{1 - e^{-\alpha \Delta P}} - \frac{1}{\alpha \Delta P}$;

4. $K_{\text{продукт}}^0 = \frac{Q}{\Delta U}$;

5. $\Delta U = \frac{1 - e^{-\alpha \Delta P}}{\alpha}$;

где α - коэффициент деформации; ΔP - перепад давления в пласте при работе скважины; F_1 - площадь под кривой значений координат; F - общая площадь для $\Delta P - Q$; ΔU - перепад давления, обеспечивающий данный дебит при условии отсутствия деформации; Q - дебит скважины.

Скв. 60 Мусюршорская. Результаты обработки ИД

Дата	Ø шт.	Дебит	Забойное давление	Депрессия	F ₁ площадь под кривой ИД	F общая площадь	Z = F ₁ /F ₂	αΔP=f(Z) табулир.	Коэфф. деформации		ΔU	K ⁰ пр.
									α _i	α _c р		
08. 2003 год	мм	м ³ /сут	кгс/см ²	кгс/см ²							кгс/см ²	(м ³ /сут)/(кгс/см ²)
	статика	---	296,83	---								
	5,0	96,0	295,78	1,05	57,25	100,8	0,57	0,90	0,86	0,477	0,826	116,2
	7,2	187,0	292,82	4,01	492,25	750,7	0,657	2,10	0,52	0,477	1,786	104,8
	9,0	243,3	289,76	7,07	1141,00	1720,1	0,663	2,15	0,30	0,477	2,025	120,0
	10,7	292,4	285,69	11,14	2254,60	3257,3	0,692	2,50	0,22	0,477	2,085	140,3
Средний коэффициент продуктивности											120,3	
01. 2005 год		---	255,14	---								
	6	84,0	254,14	1,00	50,65	84,0	0,603	1,22	1,22	0,699	0,719	82,42
	8	136,8	252,70	2,44	222,65	350,0	0,636	1,70	0,68	0,699	1,181	118,52
	8(обр.ход)	164,2	251,06	4,08	457,15	688,0	0,664	2,14	0,535	0,699	1,343	128,07
	10	213,0	248,64	6,5	941,15	1384,5	0,680	2,35	0,362	0,699	1,415	150,52
Средний коэффициент продуктивности											119,9	
Снижения пластового давления – 14 %												
Снижение коэф. продуктивности – 0,4 %												

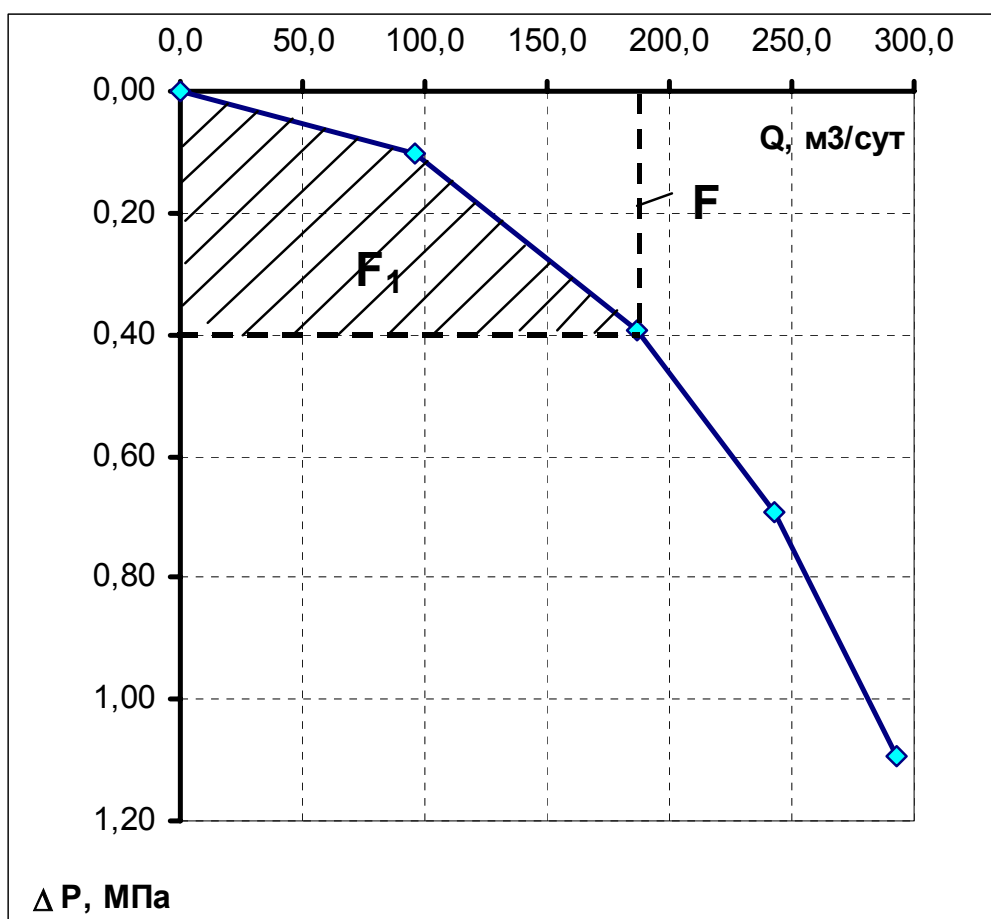
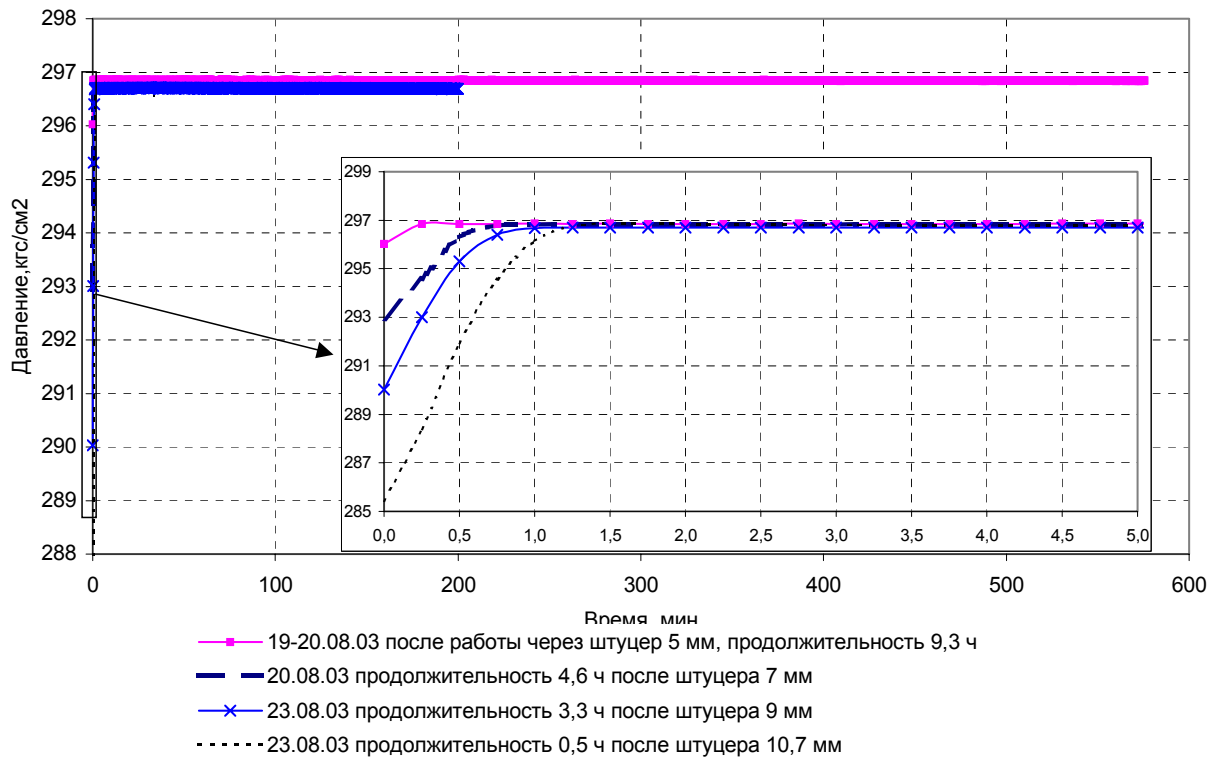


Рис. 2. Обработка индикаторной диаграммы, зафиксированной 08.2003 г.

В ходе исследования зафиксированы кривые восстановления и стабилизации забойного давления (рис. 3). Как видно из рисунков, во всех случаях полное восстановление давления завершается чрезвычайно быстро. Увеличение временного масштаба на рисунке позволяет видеть, что для восстановления пластового давления требуется от 0,5 до 1,5 минут. Последнее обстоятельство делает невозможной обработку КВД для оценки количественных параметров фильтрации. Фильтрационные параметры пласта определены по результатам обработки кривых стабилизации забойного давления (КСД). Зафиксированные КСД представлены на рис. 4. Результаты расчетов приведены в табл. 2.



**Рис. 3. Скв. 60 Мусюршорская. 08.2003 г.
Кривые восстановления забойного давления**

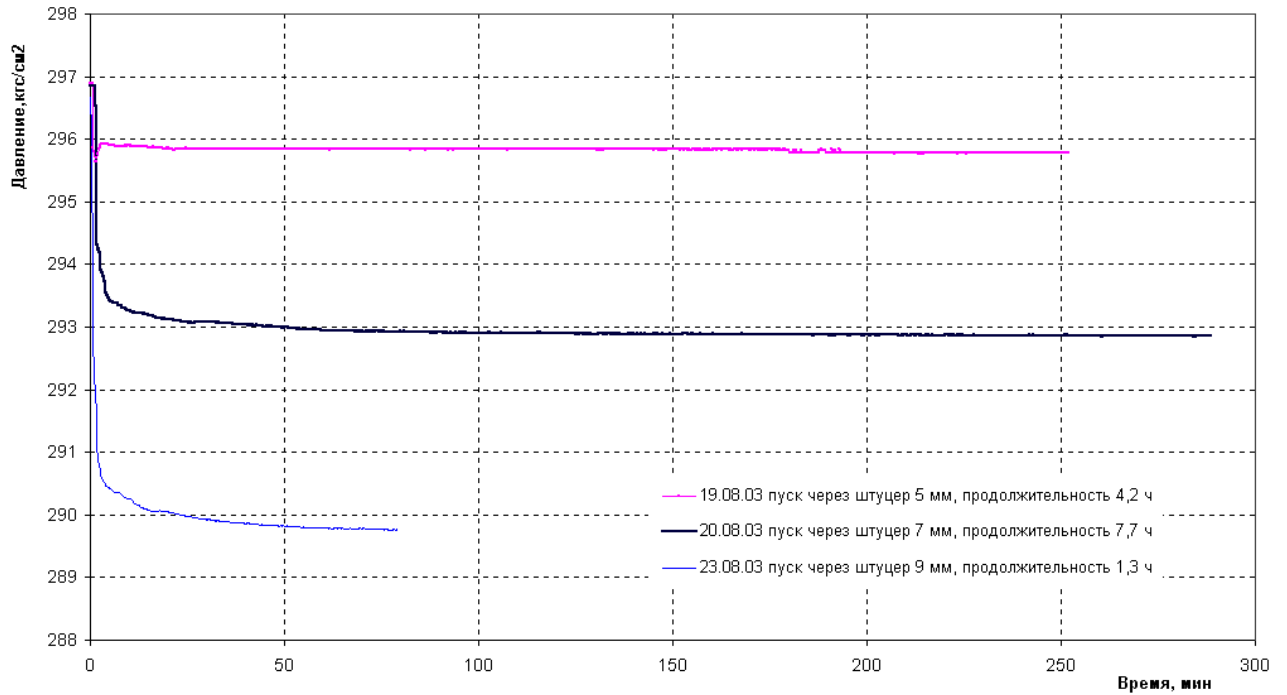


Рис. 4. Скв. 60 Мусюршорская. ГДИС 08.2003 г. Кривые стабилизации забойного давления

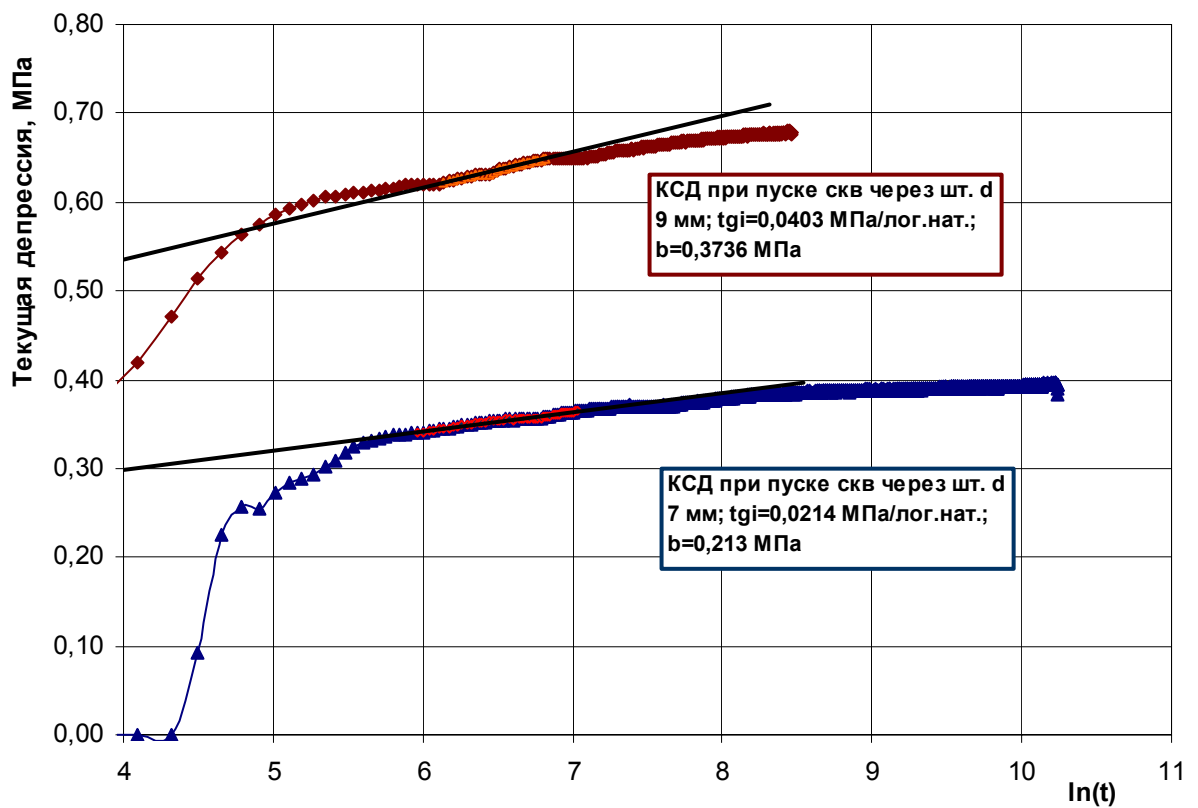


Рис. 5. Скв. 60 Мусюршорская. ГДИС 08.2003 г. Обработка кривых стабилизации забойного давления методом касательной

Основные результаты ГДИ скв. 60 Мусюршорской

Дата	Диаметр штуцера, мм	Дебит скв, м ³ /сут	Давление на забое скв, МПа	Коэфф. продуктивно- сти, (м ³ /сут)/МПа	Коэффициент гидропровод, 10 ⁻¹¹ м ³ /(Па·с) ИД / КПД	Коэффицие- нт гидропрово- д, 10 ⁻¹¹ м ³ /(Па·с) по керну	Коэффициен- т проницаемос- ти, Дарси ИД / КПД	Коэфф. закупор- ки
08. 2003 г.	---	---	29,149	1225,4	2668 / -	437	2,13 / -	0,16
	5	96,0	29,045	931	2027 / нет КПД	437	1,62 / нет КПД	0,22
	7	187,0	28,755	475	1036 / 1075	437	0,829 / 0,926	0,42
	9	243,3	28,454	350	763 / 743	437	0,610 / 0,640	0,57
	11	292,4	28,055	267	582 / нет КПД	437	0,466 / нет КПД	0,75
01. 2005 г.	---	---	25,05	1221,0	2037 / -	437	1,63 / -	
	6	84,0	24,96	855,4	1427 / нет КПД	437	1,14 / нет КП	0,30
	8	164,2	24,65	409,8	684 / 2279	437	0,55 / 1,82	0,64
	10	213,0	24,42	333,7	557 / 1689	437	0,45 / 1,35	0,78

Для выбора методики интерпретации была разработана общая концепция обработки ГДИС, которая построена на следующих фактах и допущениях:

1. Пласт-коллектор представлен рифогенного происхождения карбонатными высокопроницаемыми горными породами.
2. Пласт-коллектор наряду с высоко вероятной естественной трещиноватостью имеет крупную (возможно не одну) трещину, созданную в результате не проконтролированного гидро-разрыва пласта при производстве кислотной обработки в процессе освоения скважины по выходу из бурения.
3. Причиной искривления ИД является высокая восприимчивость среды к деформациям, обусловленная в большей степени деформациями незакрепленной трещины.
4. Причиной чрезвычайно быстрого восстановления давления является наличие в призабойной зоне скважины (ПЗС) скважины трещины больших размеров.
5. фильтрационные параметры такой среды, также как и продуктивность скважины, не могут быть константами и являются зависимыми от величин текущего пластового давления и приложенных депрессий.
6. Проницаемость коллектора в ПЗС для начальных условий (когда пластовое давление близко или равно текущему) максимальна. По мере снижения Рпл или углубления депрессии проницаемость должна снижаться и стремиться к величине проницаемости матрицы. В таком случае параметры фильтрации для режима с большей депрессией должны быть меньше аналогичных параметров для режима с меньшей депрессией.

7. Скважина должна обладать сверхсовершенством, обнаружить которое можно только при сравнении начальной гидропроводности коллектора с текущей. Начальная гидропроводность наиболее адекватно может быть определена при работе скважины с минимально возможной депрессией, т.е. при условиях, не вызывающих смыкания трещины.

Пункт 1 изложенной концепции подтверждается данными геолого-петрофизического изучения керна. Пункт 2 подтверждается наблюдениями за устьевым давлением при проведении СКО в 1984 г, когда прием пластом кислоты начался при 20 МПа, а закончился при 5 МПа, т.е. имел место гидрокислотный разрыв пласта. Пункты 3 и 4 являются следствиями существования фактов, подтвержденных первыми двумя пунктами.

Пункты 5 и 6 обосновываются фактическими данными определения коэффициента продуктивности на режимах отработки скважины, когда коэффициент продуктивности по мере увеличения депрессии действительно снижался. Таблица 2 подтверждает вышесказанное.

Предположение, сформированное в пункте 7, доказывается при сравнении данных таблицы 2. Наиболее приближенными к начальным по данным таблицы 2 следует считать условия, оцениваемые расчетным коэффициентом продуктивности (K_0) и соответствующей ему гидропроводностью. Если иметь в виду, что гидропроводность коллектора, обладающего проницаемостью керна, оценивается равной примерно $437 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$, то коэффициент закупорки на всех исследованных режимах принимает значения меньшие единицы, что является доказательством лучших фильтрационных свойств в ПЗС, чем в удаленной зоне пласта.

Следует заметить, что проницаемость крупной трещины (раскрытость до 1 мм) теоретически может достигать сотен мкм^2 , поэтому коэффициент проницаемости $2,13 \text{ мкм}^2$ характеризует совместную проницаемость трещины и коллектора отнесенную к толщине вскрытого объекта.

Для ведения практических расчетов по планированию добычи нефти из скважины 60 Мусюршорской рекомендуется использовать эмпирическую графическую зависимость дебита от депрессии (рис. 1). Снижение текущего пластового давления приводит к смыканию трещины и искривлению ИД даже при работе через самые малые сечения штуцеров.

К настоящему времени завершены работы по физико-химическому анализу пластовых проб нефти. Положительным моментом для разработки оказались низкое давление насыщения нефти газом (13,6 МПа) и относительно большое газосодержание, что позволит скважинам работать в фонтанном режиме при падении пластового давления до 15-16 МПа. То есть период фонтанирования скважины с высоким коэффициентом продуктивности (скв. 101), при низких депрессиях будет довольно продолжительным без газопроявлений в пласте.

Накопленные ГДИС представляют большой интерес и требуют детального анализа, выполнение которого даст ценные практические рекомендации по дальнейшей разработке и проектированию. Уникальные добывные возможности скважин залежи требуют введения более расширенных

методов (ГИС, гидпрослушивание скважин) с целью более детального изучения свойств коллектора и технологических особенностей эксплуатации.

Без сопоставления накопленных отборов с темпом падения пластового давления это сделать невозможно. По тем сведениям, которыми мы располагаем сегодня, темп падения пластового давления непропорционально велик количеству работающих скважин, анализ нужно сделать срочно. Потери пластового давления за 2 года составляют $\approx 26\%$. Данный факт может быть обусловлен малыми запасами, замкнутостью залежи и т.д. Так же, рекомендуется проведение гидропрослушивания (ГП) скважин, что представляет собой ценную информацию в определении степени взаимовлияния скважин, а также уточнение их работающих толщин.

По данным ГДИС в настоящее время в залежи D_{3fm} происходит активное снижение пластового давления, динамика снижения пока не позволяет сделать выводы о степени влияния законтурной зоны на залежь. Режим залежи предварительно может быть оценен как упругий. Вода в продукции скважины присутствует в виде следов.

Список литературы

1. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки. РД 39-100-91.
2. Инструкция по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин. М. ВНИИ. 1979.
3. Руководство по газогидродинамическим исследованиям разведочных скважин. УТГУ. Ухта. 1975.