

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования скв. нефтяного месторождения имели целью определения текущей продуктивной характеристики скважины, а также определения пластового давления по индикаторной диаграмме. Запись кривой восстановления давления не была осуществлена (согласно плану работ) по технологическим причинам.

Задача по определению текущего пластового давления решена приближенно, с помощью графической процедуры экстраполяции индикаторной диаграммы (см рис 6). Его величина 21,067 МПа (214,53 кгс/см²), приведенная к глубине 2920 м, не является результатом инструментального замера. Погрешность определения указанной величины графическим способом не превышает $\pm 0,05$ МПа. Сама ИД на рис 6 построена по данным инструментальных замеров давления и дебита. Ее внешний вид идентичен виду ИД, полученных ранее, она имеет выпуклость к оси дебитов.

Анализ причин искривления ИД на этот раз не позволил отвергнуть версию о том, что ИД искривляется в результате появления в общей депрессии скважины дополнительных перепадов давления, обусловленных силами трения и инерционной силой движущейся жидкости. Графоаналитическая обработка нынешней ИД на рис 8 базируется на предположении, что приток описывается двучленной зависимостью вида:

$$\Delta P = aQ + bQ^2 .$$

При перестроении данных ИД в координатах $\Delta P/Q - Q$ ИД спрямляется, при этом коэффициент «b» и свободный член «a» принимают, *хотя и очень малые*, но положительные значения. В результате обработки получено нелинейное уравнение фильтрации в следующем виде:

$$\Delta P = 0,00074Q + 0,0000083Q^2 .$$

Данное уравнение рекомендуется для ведения расчетов текущей и прогнозной добычи исходя из величин забойных депрессий.

Если величина углового коэффициента «b» настолько мала, что делает инерционную составляющую депрессии близкой к нулю, то тогда появляется возможность пренебречь вторым членом в уравнении притока и рассчитать значение коэффициента продуктивности через соотношение $K_{\text{прод}} = 1/a$. Попытка, хотя и не корректная, применить выше приведенное допущение для определения величины потенциально возможного коэффициента продуктивности скважины позволяет видеть, что он может достигать 1351 м³/(сут*МПа).

Отношение к данному коэффициенту продуктивности двоякое. Во-первых, его можно достичь на практике только при низких дебитах (менее 10 м³/сут) скважины, что

неприемлемо с экономической точки зрения. Во-вторых, только этот коэффициент продуктивности дает возможность оценить коллекторские свойства нефтесодержащих горных пород в условиях наиболее приближенных к естественно-природным. При таких условиях, проницаемость имеет значение $2,43 \text{ мкм}^2$, а гидропроводность – $2823 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/\text{Пас}$. Приведенные значения параметров пласта по коэф. продуктивности определены достаточно надежно, что исключает расчет параметров пласта по кривой стабилизации забойного давления (КСД), обработка которой, во-первых, является вспомогательной (ввиду отсутствия КВД), во-вторых, в силу малых депрессий имеет большую погрешность при выборе участка для ее обработки известными методами.

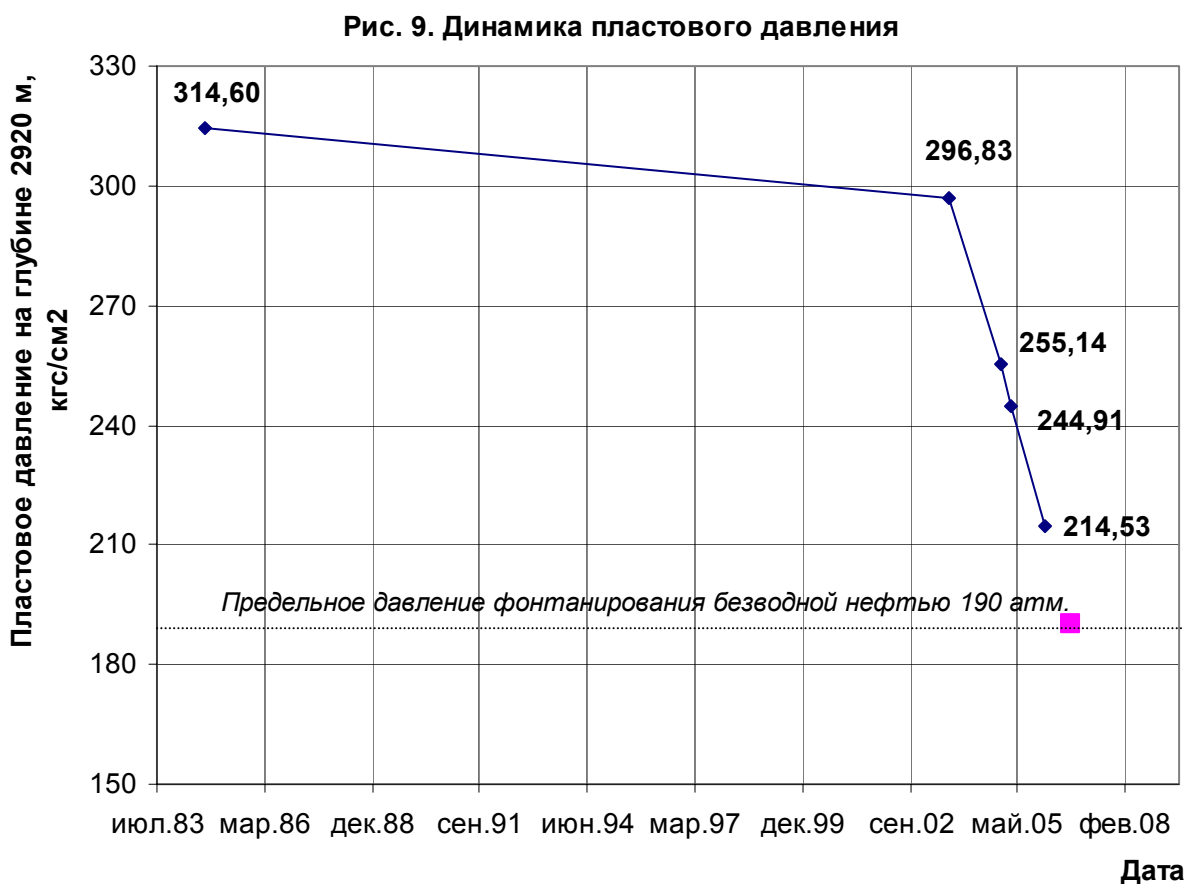
Характерно, что коэффициенты продуктивности «освобожденные» от искажающего влияния деформаций (методика обработки ИД в деформируемых средах) и потерь энергии на преодоление сил трения и инерционных сил (методика обработки по двучленной формуле) оказались наиболее высокими и довольно близкими (см предыдущие отчеты). Отмеченный факт не случаен, т. к. именно деформации коллектора создают дополнительные препятствия для фильтрации жидкости, приводящие к турбулентности потока в суженных каналах фильтрации, что обнаруживается через непропорциональное увеличивающемуся дебиту увеличение депрессий.

Результаты замера градиента давления в лифте скважины свидетельствуют об отсутствии в нем минерализованной воды. Плотность пластовой нефти по градP – 760 кг/м^3 . Давление начала выделения газа из нефти (давление насыщения нефти газом) графически соответствует началу уменьшения плотности по стволу скважины; имеет оценочное значение 141 кгс/см^2 .

Ниже представлена динамика пластового давления за период работы скважины. Очевиден линейный темп падения пластового давления, начиная с 1984 г. При сохранении наметившегося темпа снижения пластового давления, пороговое значение давления прекращения перелива скважины, равное $\approx 190 \text{ кгс/см}^2$, будет достигнуто не ранее 09.2006 г. Приближение к указанному пороговому давлению будет причиной монотонного снижения дебита скважины вплоть до полного прекращения перелива.

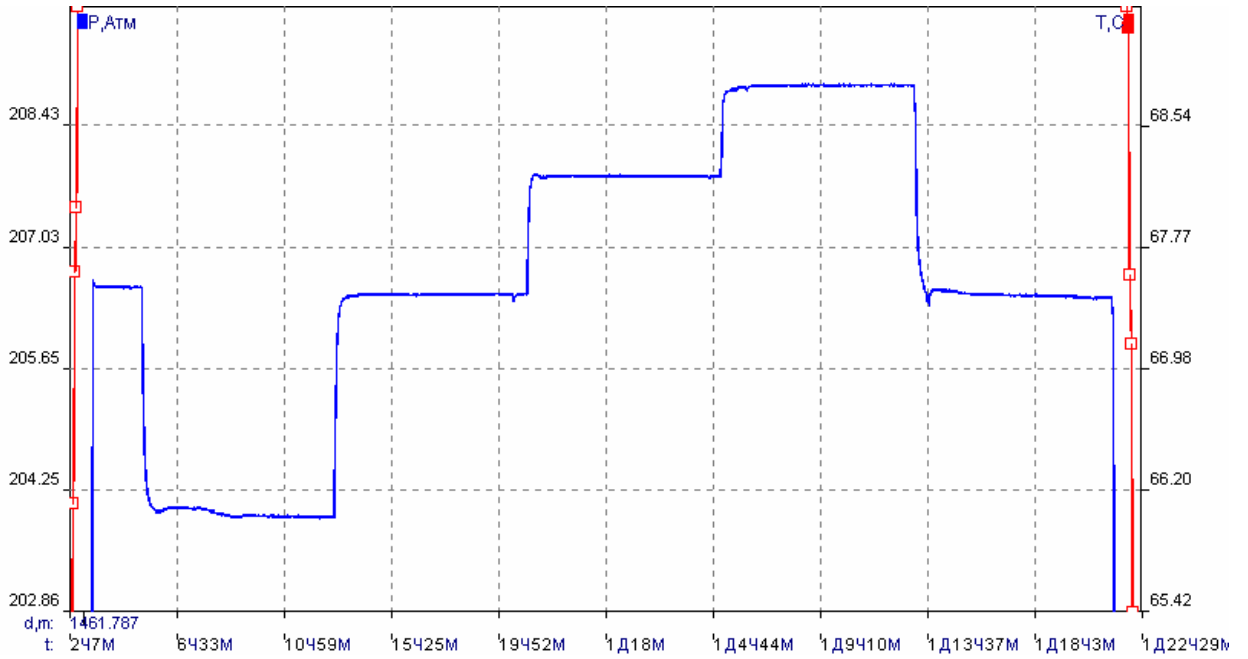
Исходные данные к построению динамики пластового давления в период эксплуатации скв.

Р_{пл.}, кгс/см²	Дата замера	Глубина замера по вертикали
314,60	сен.84	2920
296,83	авг.03	2920
255,14	дек.04	2920
244,91	апр.05	2920
214,53	фев.06	2920

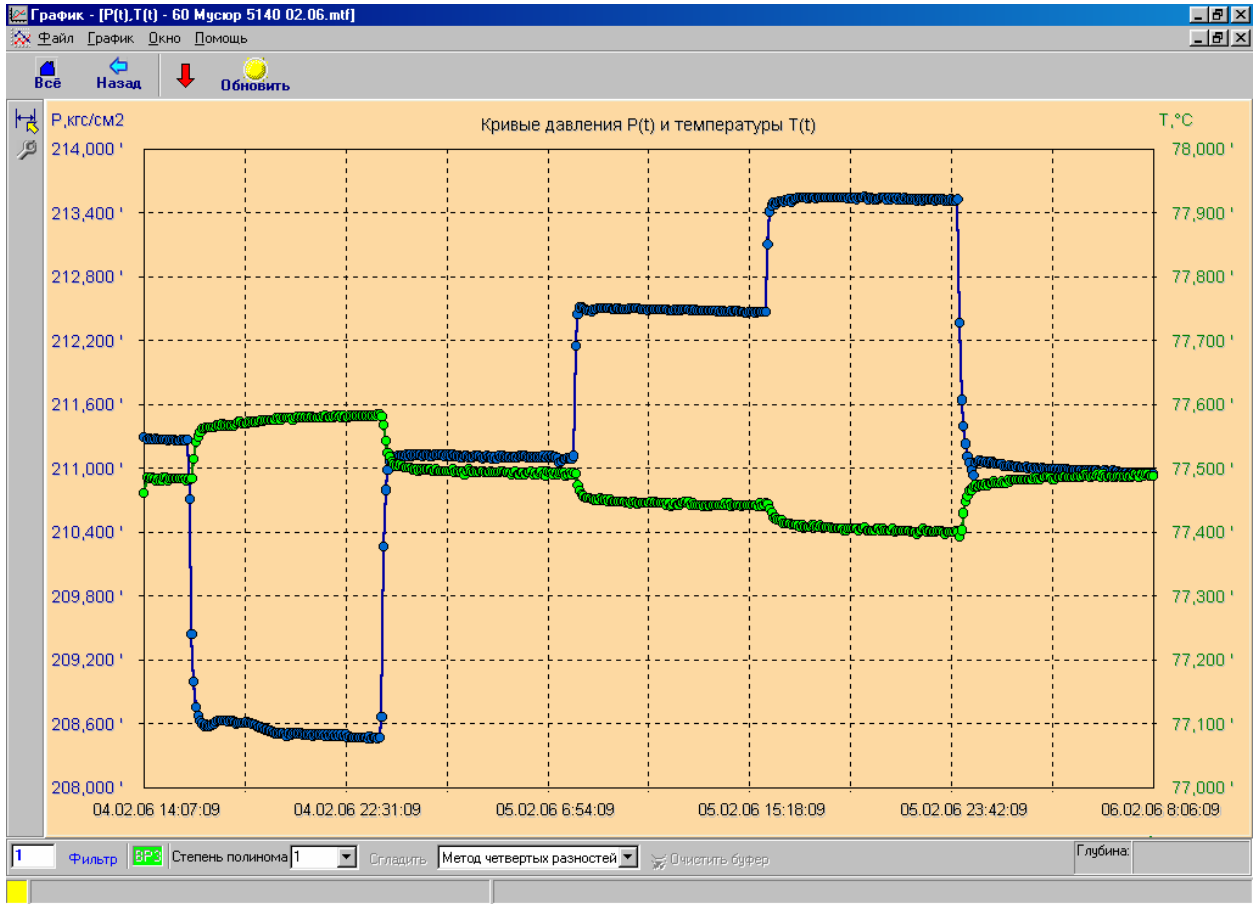


Динамика забойных давлений и температур в процессе ГДИ скв.

MC-107 № 11013 H=2920 м



МТГ 20М № 10 H=2920 м



Результаты ГДИ скв.

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР	РАЗМЕРНОСТЬ	ЗНАЧЕНИЕ
При работе скв. через шт. Ø 12 мм		
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	20,84 (2,046)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	24,0 (2,36)
Забойное давление (2920 м)	кгс/см ² (МПа)	210,97 (20,717)
Дебит жидкости	м ³ /сут (т/сут)	167,9 (145,1)
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	3,56 (0,350)
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	47,2 (480)
Средняя плотность по стволу скв.	кг/м ³	653
Уровень жидкости в затрубном пространстве	м	493
Температура	°C	77,35
При работе скв. через шт. Ø 15 мм		
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	18,50 (1,817)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	23,0 (2,26)
Забойное давление (2920 м)	кгс/см ² (МПа)	208,23 (20,448)
Дебит жидкости	м ³ /сут (т/сут)	233,2 (201,5)
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	6,30 (0,619)
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	37,0 (377)
Уровень жидкости в затрубном пространстве	м	514
Температура	°C	77,45
При работе скв. через шт. Ø 12 мм		
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	20,83 (2,046)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	24,0 (2,36)
Забойное давление (2920 м)	кгс/см ² (МПа)	210,89 (20,709)
Дебит жидкости	м ³ /сут (т/сут)	168,3 (145,4)
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	3,64 (0,357)
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	46,2 (471)
Уровень жидкости в затрубном пространстве	м	493
Температура	°C	77,36
При работе скв. через шт. Ø 10 мм		
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	21,37 (2,099)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	24,5 (2,41)
Забойное давление (2920 м)	кгс/см ² (МПа)	212,29 (20,847)
Дебит жидкости	м ³ /сут (т/сут)	125,7 (108,6)
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	2,24 (0,220)
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	56,1 (571)
Уровень жидкости в затрубном пространстве	м	483
Температура	°C	77,31
При работе скв. через шт. Ø 8 мм		
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	22,30 (2,190)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	24,7 (0,24)
Забойное давление (2920 м)	кгс/см ² (МПа)	213,38 (20,954)
Дебит жидкости	м ³ /сут (т/сут)	80,1 (69,2)
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	1,15 (0,113)
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	69,7 (709)
Уровень жидкости в затрубном пространстве	м	475
Температура	°C	77,26
При работе скв. через шт. Ø 12 мм		
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	20,80 (2,043)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	24,0 (2,36)
Забойное давление (2920 м)	кгс/см ² (МПа)	210,86 (20,706)
Дебит жидкости	м ³ /сут (т/сут)	166,8 (144,1)
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	3,67 (0,360)
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	45,4 (463)
Средняя плотность по стволу скв.	кг/м ³	653
Уровень жидкости в затрубном пространстве	м	489
Температура	°C	77,35
Начальный коэффициент продуктивности (по ИД)	(м³/сут)/(кгс/см²) ((м³/сут)/МПа)	132,7 (1351)
Коэф. гидропроводности по коэф. продуктивности	(мЗ/Па с) · 10 ⁻¹¹ (Д см/сПз)	2823 (2773)
Коэф. проницаемости по коэф. продуктивности	мкм ² / Д	2,43 (2,39)
Пластовое давление на Н=(2920 м) по ИД	кгс/см ² (МПа)	214,53 (21,067)
Пластовое давление на сер. интервала Н=2925,5 м	кгс/см ² (МПа)	214,95 (21,108)