

УДК 622

ВЛИЯНИЕ ВРЕМЕНИ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ НА УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЕРЕД ОСТАНОВКОЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ
EFFECT OF OPERATING TIME OF THE WELLS IN THE STEADY DRAINAGE MODE BEFORE STOPPING ON THE RESULTS OF THE STUDY OF PRESSURE BUILD-UP CURVES

Э. Ф. Гильфанов

E. F. Gilfanov

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: гидродинамические исследования время; работы до остановки на КВД; горизонтальная скважина; диагностический график

Key words: well test analyze (WTA); operating time before stop on pressure build-up curves; horizontal well; a diagnostic plot

Результаты интерпретации ГДИ прямо зависят от качества данных давления и дебита используемых при анализе. Входные данные, используемые при обработке, являются ключевыми и часто входные могут существенно отличаться от реальных.

При интерпретации многих гидродинамических исследований ГДИ, как правило, значение времени работы скважины до остановки скважины на исследование неизвестно и значение времени работы скважины определяем приблизительно. И другой не менее часто встречающийся случай, что уровни добычи могут быть разными в разное время предыстории. Также часто при очистке скважины при освоении, записи забойного давления нет. Часто записи давлений производятся разными регистрирующими приборами.

На практике интерпретатор идет по пути упрощения дебита и времени работы. Не учитывая предысторию эксплуатации, мы можем не только ошибиться в параметрах пласта, но и получить неверное представление о его геометрическом строении (модели). При обработке данных исследования скважин, форма диагностического графика производной давления от времени различается в зависимости от времени работы скважины перед остановкой (предыстория скважины) для исследования кривой восстановления давления (КВД). Можно ошибиться на ложных аномалиях.

Этот весьма важный параметр при вводе данных, влияющий на результаты интерпретации. Можно проследить на нижеприведенном исследовании.

Для примера рассматриваем горизонтальную скв. 1, вскрывшую пласт БУ₁₅¹. Скважина освоена переводом жидкости глушения на нефть и недолгим компресированием. После некоторого времени фонтанирования скважина остановлена на КВД. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-физические свойства пласта БУ₁₅¹

Исходные данные	Значение
Дебит жидкости, м ³ /сут	168
Толщина пласта нефтенасыщенная, м	10,98
Вязкость, мПа·с	0,66
Объемный коэффициент, б.р	1,309
Пористость, доли	0,13
Сжимаемость нефти, 10 ⁻⁵ МПа ⁻¹	23,02
Интервал перфорации, м	3 915,7–4 326,5

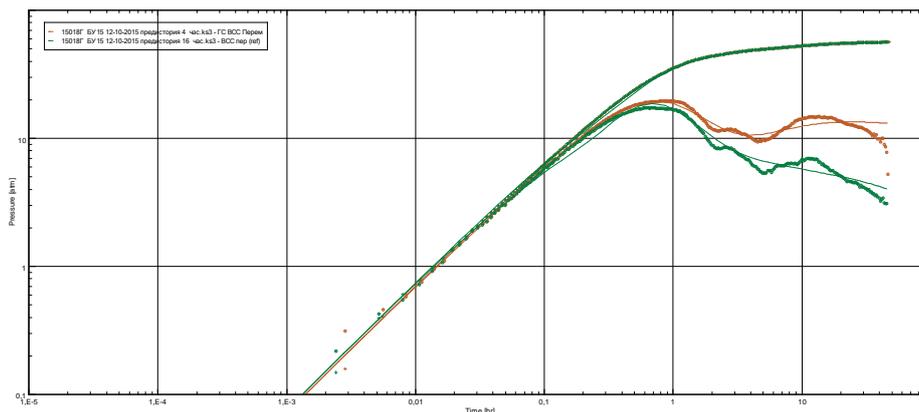


Рисунок. Диагностический график, совмещенный ΔP , $\Delta P' - f(\Delta t)$ для времени работы 4 и 16 ч.

При обработке рассматривались три модели с разными значениями времени работы скважины 4 и 16. Время исследования — 40 час. Результаты приведены на рисунке, три графика производной dP/dt . Обработка проведена в ПО «Сапфир». Результаты обработки приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты интерпретации

Показатель	Время работы скважины, ч	
	4	16
Пластовое давление, ат	289,02	289,28
Проницаемость пласта, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	4,57	10,5
Скин-фактор, механический $S_{\text{м}}$, б. р.	0,32	1,4
Коэффициент продуктивности, фактический, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{ат})$	2,92	2,91
Эффективная длина горизонтального участка, м	755	807

Ранний радиальный приток может быть скрыт существенным послепритоком. По углу наклона $i = 1/2$, характерного для плоскопараллельного притока определяется время и длина горизонтального участка. Как видно по диагностическому графику при времени предыстории 4 часа (линия зеленого цвета) хорошо видны линейный ($i = 1/2$) и псевдорadiaльный ($i = 0$, условно горизонтальная «полочка») притоки. При времени предыстории с 16 час (график коричневого цвета) угол наклона становится меньше, $i=1/4$. На месте псевдорadiaльного притока появляется уклон — $1/2$, что можно принять как за влияние границы постоянного давления. В таблице 2 приведены сравнительные характеристики ФЕС полученные в результате обработки при разных предысториях работы скважины до КВД.

Результат обработки существенно зависит от времени работы до остановки на КВД (см. табл. 2). Данная закономерность выявлена также в работе [1].

При уменьшении времени работы продуктивность уменьшается. При сравнении результатов двух моделей видно, что наиболее реальной является модель 1, когда время работы скважины 4 час.

То есть время работы, добычи влияет существенно на результаты КВД.

Список литературы

1. Bourdet D Well test analysis the use of advanced interpretation models. Paris. - Elsevier - 2002 - 439p.

Сведения об авторе

***Гильфанов Эдуард Фуатович**, заведующий лабораторией методического сопровождения технологии гидродинамических исследований и интерпретации, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 89123947564, e-mail: geogil60@mail.ru*

Information about the author

***Guilfanov E. F.**, head of laboratory of methodological support of technology of hydrodynamic research and interpretation LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, phone: 89123947564, e-mail: geogil60@mail.ru*