

УДК 622.276.5.001.42

М.Л. Карнаухов, д.т.н. профессор, e-mail: karnauhov@front.ru,

О.В. Сычева; У.М. Карнаухова, Тюменский государственный нефтегазовый университет

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЯ НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ

Предлагаемые типовые кривые давления, охватывающие широкий диапазон значений емкостного показателя, дают качественный новый способ анализа данных испытания с одновременным изучением работы как при притоке, так и при восстановлении давления, и тем самым повышают информативность и достоверность расчета параметров пласта. Кроме того, разработанная методика расчета параметров пласта по данным эталонных кривых притока позволяет помимо проницаемости пласта определять еще и его пористость, чем выгодно отличается от всех известных методик обработки кривых притока (КП).

При контроле за разработкой месторождений ключевыми исследованиями являются гидродинамические исследования скважин (ГДИ).

К основным видам ГДИ относятся кривые восстановления давления (КВД), кривые восстановления уровня (КВУ), кривые притока (КП), которые на самом деле проводятся крайне редко, а главное – они выполняются в условиях сильного влияния ствола скважины.

Наиболее точным и качественным методом ГДИ является испытание скважин испытателем пластов на трубах (ИПТ). Испытатель пластов все больше стал применяться и при контроле за разработкой месторождений. Одна из причин – исключение влияния ствола скважины на КВД, в связи с чем возможно за кратковременный период исследования получить всю необходимую информацию о пласте (пластовое давление, проницаемость пласта, гидропроводность, скин-эффект и др.). И методы типа УОС (устройство освоения скважин), Сваб (свабирование), так же как и ИПТ, выполняют ту же функцию.

В то же время большинство современных конструкций испытателей пластов ориентировано в основном на проведение исследований в процессе бурения, как правило, в поисково-разведочных

скважинах и в эксплуатационных вертикальных скважинах. Однако в Западной Сибири при эксплуатации месторождений проводят исследования в скважинах с большим отклонением ствола от вертикали (т.е. в наклонно-направленных скважинах). При этом успешность операций с ИПТ резко снижается, и необходимы существенные изменения в техническом и технологическом совершенствовании данного метода исследования пластов.

На рисунке 1 приведена стандартная схема ИПТ, спущенного в скважину с отклонением от вертикали до 1000 м. Глубины составляют 1000–3000 м. Диаграмма давления – стандартная (для вертикальных скважин). На этой диаграмме показаны кривая притока (КП) и кривая восстановления давления (КВД). По этим данным определяются насыщение пласта, продуктивность, пластовое давление, проницаемость, гидропроводность и дебит. При этом в

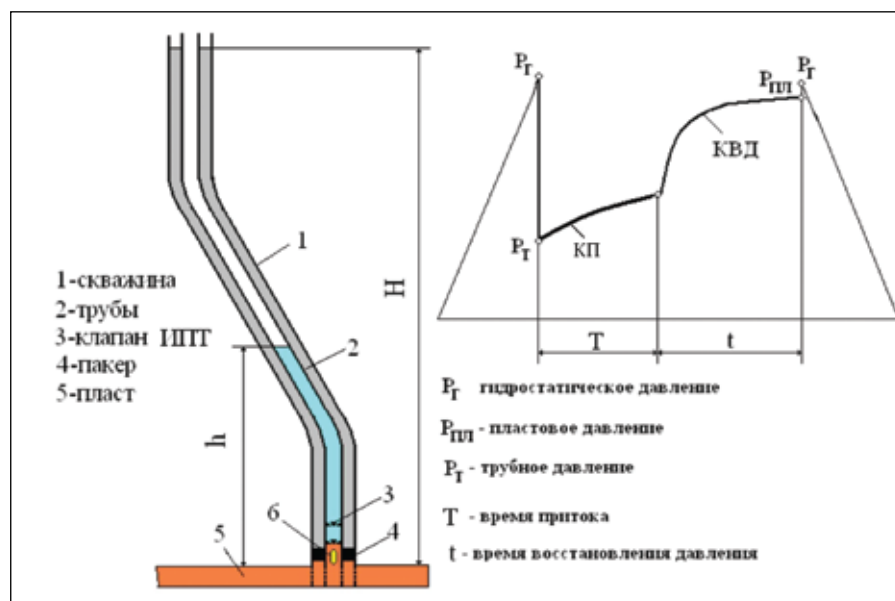


Рис. 1. Схема испытателей пластов на трубах

наклонных скважинах не удается получить полную информацию по пласту, так как в таких искривленных скважинах очень сложно работать с ИПТ, поскольку управлять клапанами, которые находятся на забое, очень сложно, так как клапаны работают при вращении колонны (запорно-поворотный клапан) или ее вертикальным перемещением включением и выключением клапана (клапан ИП).

Нижеприведенные примеры основаны на изучении результатов применения ИПТ в ОАО «Сибнефть-ННГ». В этих примерах использованы материалы проведения ИПТ в процессе бурения и в колонне в шести скважинах Романовского (№№ 12, 134, 155, 179, 276 и 1000), в четырех – Спорышевского (№№ 971, 972, 1010 и 1071), в двух – Карамовского (№№ 733, 735), также в двух – Средне-Итурского (№№ 210, 384), в одной – Ярайнеровского (№ 5228) месторождений.

На рисунке 2 приведен график успешности испытаний в зависимости от угла наклона скважин. На графике приведены результаты испытания 22 скважин, где проведено по два, три спуска ИПТ. При этом в ряде испытаний успешность была достигнута уже в первом испытании – таких испытаний оказалось 3; в других объект оказался испытанным после второго спуска ИПТ – в пяти скважинах; в двух случаях испытание удалось осуществить только после трех спусков оборудования ИПТ в скважину.

В половине скважин достигается положительный результат при работах с углом наклона скважин 35–40°. А в случаях скважин с углом наклона более 40° добиться полного испытания пласта не удалось ни в одном из анализируемых случаев.

В целом можно сделать заключение о том, что успешность испытания скважин по стандартным технологиям снижается с увеличением угла наклона скважины. Основная причина такой низкой эффективности ИПТ при больших углах наклона скважин связана с трудностью управления клапанами вращением колонны труб из-за сложного учета сил трения (сопротивления).

Поскольку при испытаниях наклонных скважин затруднительно записывать КВД, то чаще всего такие испытания заканчиваются записью кривых притока.

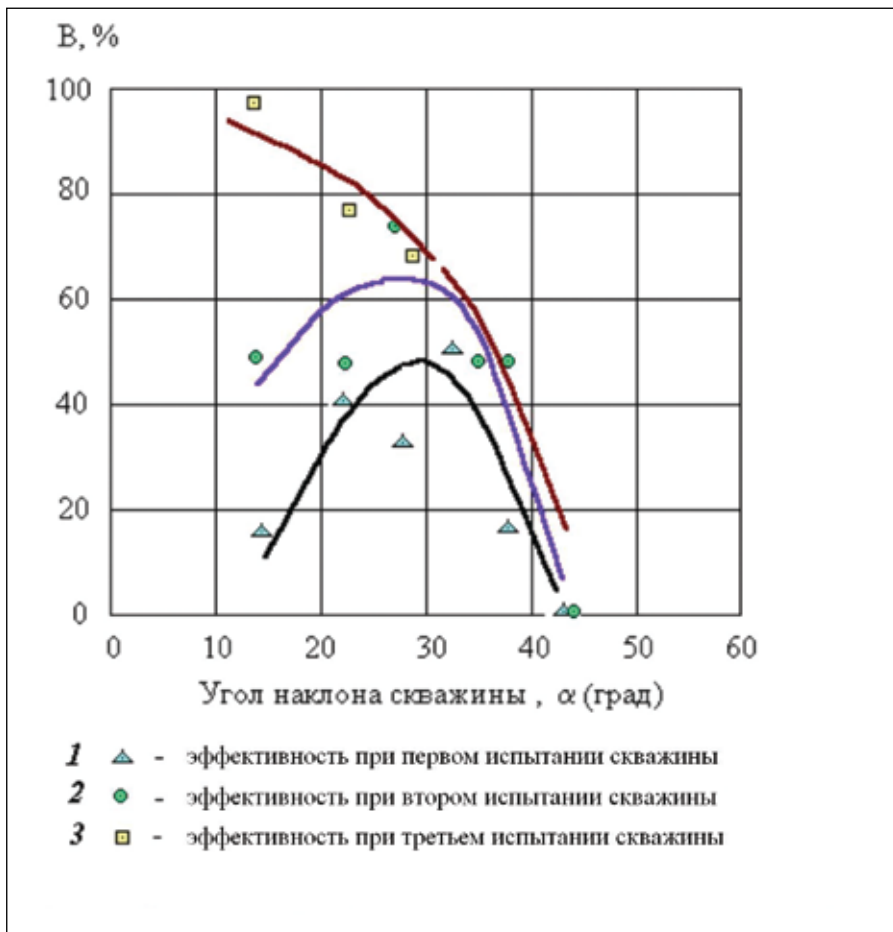


Рис. 2. Успешность операций ИПТ при проведении работ в ОАО «Сибнефть»

Характер КП определяется технологическими и геологическими факторами. Очевидно, при разработке методик расчета параметров пласта по данным кривых притока требуется знание закономерностей влияния указанных факторов на получаемые диаграммы давления.

Данная задача сводится к решению исходного дифференциального уравнения фильтрации:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{m\mu\beta}{k} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (1)$$

где P – давление на расстоянии r от скважины при времени t, Па; m – пористость; μ – вязкость, Па·с; β – сжимаемость, Па⁻¹; k – проницаемость, м². Краевые условия: 1. Внешняя граница (r→∞) бесконечна с постоянным начальным давлением на ней P=P_{пл}. 2. Внутренняя граница (r=r_с) мала с заданным начальным давлением P₀=P_с(0) на ней. Дебит равен скорости накопления жидкости в скважине (трубах):

$$q = \frac{dV}{dt},$$

где q – дебит жидкости, м³/с; V – объем поступившей жидкости за время t, м³. В общем случае забойное давление P_с(t) определяется из выражения

$$P_c(t) = P_c(0) + \Delta P_c(t), \quad (2)$$

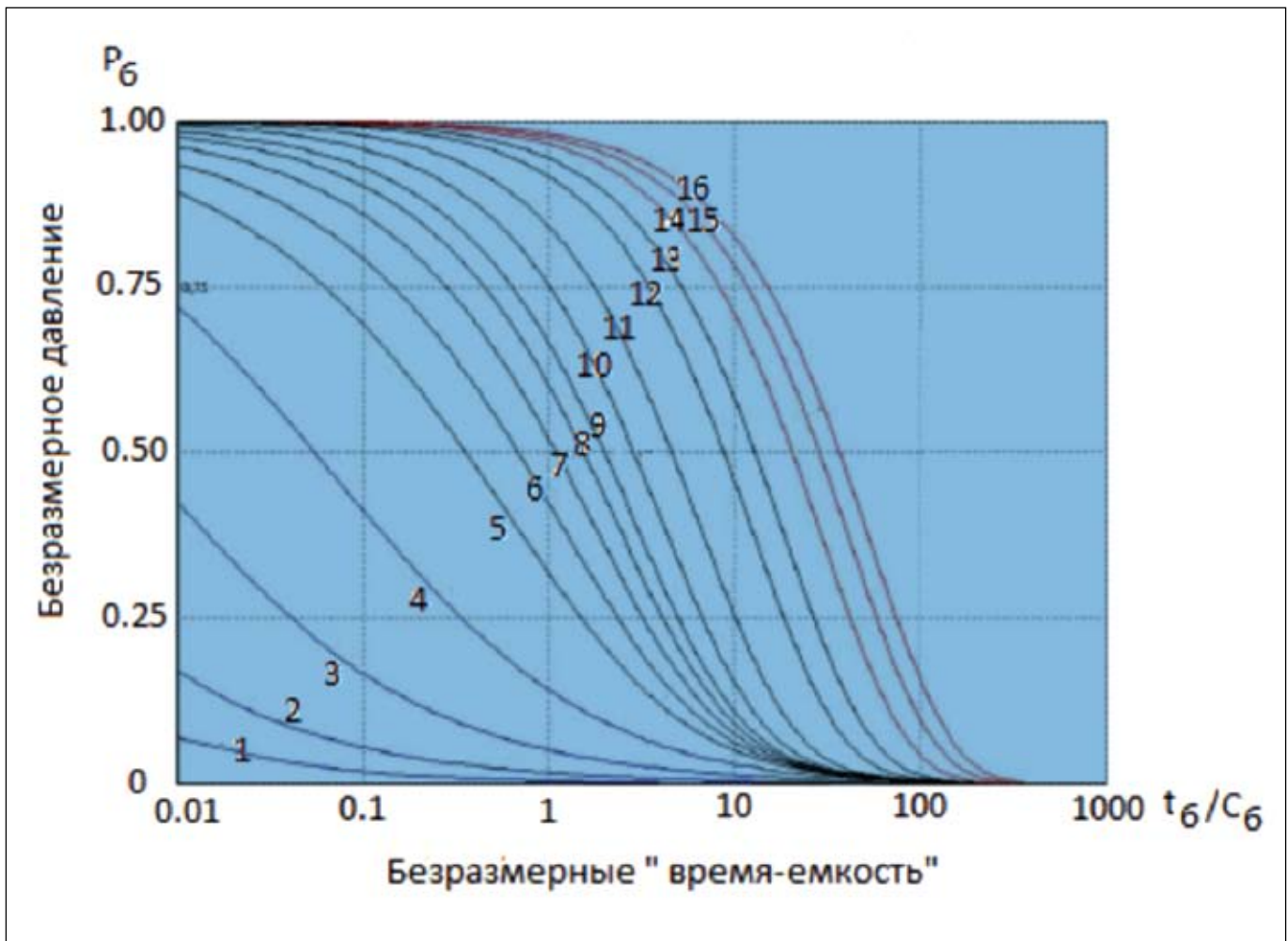
где P_с(t) – давление в скважине в момент времени t, Па; P_с(0) – давление в начале притока, Па; ΔP_с(t) – дополнительное давление, оказываемое столбом жидкости, поступившей в скважину в период исследования, Па.

Связанное с накоплением жидкости в трубах дополнительное давление ΔP_с(t) можно представить как

$$\Delta P_c(t) = \frac{V(t)}{C_T}, \quad (3)$$

где V(t) – объем поступившей жидкости за время t, м³; C_T – емкостный показатель, характеризующий прирост жидкости в трубах при притоке ΔV на единицу изменения давления в них ΔP (емкость труб),

$$C_T = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{f_T h}{\gamma_n h} = \frac{\pi r_T^2}{\gamma_n}; \quad (4)$$



| Номер кривой | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|----------------|------------------|-----------|-----------|-----------|-------------------|------------|--------|------------|--------|--------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| $C_6 e^{2s}$ | 10^{-4} | 10^{-3} | 10^{-2} | 10^{-1} | 10^0 | $10^{0.5}$ | 10^1 | $10^{1.5}$ | 10^2 | 10^3 | 10^5 | 10^{10} | 10^{20} | 10^{30} | 10^{40} |
| Характеристика | с пакером, $S=0$ | | | | без пакера, $S=0$ | | | | | | | $S=5$ | | | |

Рис. 3. Эталонные кривые притока

здесь f_T – площадь сечения внутренней полости труб (бурильных – при работе с ИПТ, обсадных – при обычных исследованиях), m^2 ; h – прирост жидкости в трубах, m ; γ_n – удельный вес поступившего флюида, H/m^3 ; r_T – внутренний радиус трубы, m .

Для решения данной задачи реализован наиболее часто применяемый алгоритм решения задач фильтрации.

Уравнение (1) и краевые условия в безразмерных параметрах имеют вид:

$$C_6 = \frac{C_T}{2\pi m \beta h r_c^2}, \quad (4)$$

– безразмерный параметр емкости скважины;

$$t_6 = \frac{kt}{m \mu \beta h r_c^2}, \quad (5)$$

– безразмерный параметр времени исследования пласта.

Применяя интегральное преобразование Лапласа, получаем:

$$P_{c6}(z) = \frac{C_6^* (K_0(\sqrt{z}) + s \sqrt{z} K_1(\sqrt{z}))}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z}) + z C_6^* [K_0(\sqrt{z}) + s \sqrt{z} K_1(\sqrt{z})]}, \quad (6)$$

где $C_6^* = C_6 \cdot e^{2s}$; s – скин-эффект; K_0, K_1 – модифицированные функции Бесселя.

На основе обратного преобразования Лапласа получены решения, представленные на рисунке 3.

Впервые такой подход при вычислении типовых кривых был выполнен Рамеем и др. в 1972 г. [1]. В указанной работе рассчитаны кривые для значений $C_6^* = 10^0 + 10^{40}$, причем значения $C_6^* = 10^{20} + 10^{40}$ представляют собой функцию $C_6^* = C_6 \cdot e^{2s}$, а в диапазоне $C_6^* = 10^0 + 10^{20}$ – функцию $C_6^* = C_6$, т.е. при $s=0$.

Кривые, соответствующие значениям $C_6^* = 10^{-4} + 10^0$, рассчитаны в данной ра-

боте впервые. Такие малые значения емкостного параметра соответствуют ситуации, когда приток жидкости из пласта осуществляется в подпакерную зону (при работе, например, с испытателем пластов во время остановки скважины).

Поэтому такой расширенный диапазон КП позволяет осуществлять интерпретацию результатов исследования скважин как с переменными режимами испытания, так и в случаях проведения испытания на приток с последующим восстановлением давления.

В целом расчет параметров по эталонным кривым притока сводится к сопоставлению (сравнению наложенным) реальных кривых притока $P_c = f(t)$, перестроенных в том же масштабе, что и эталонные кривые, и поиску той эталонной кривой, которая наиболее полно с ней совпадает. По со-

ответствующему найденной кривой параметру C_6 находится пористость пласта по формулам (5) и (6), а по данным соответствующих значений по шкале абсцисс t_6/C_6 – проницаемость пласта (6).

Ниже приведено несколько примеров применения данной методики, где рассмотрены некоторые важные практические случаи.

При исследовании скважины ИПТ (рис. 4а) имеет место следующий процесс: пластовый флюид поступает в частично заполненные бурильные трубы, и рост столба жидкости в колонне труб увеличивает давление на пласт (кривая притока, рисунок 4б), затем поток жидкости на забое перекрывают, происходит восстановление давления (КВД, рис. 4б). Поэтому фактическая кривая испытания скважины ИПТ, построенная в соответствующей эталонной кривой системе координат (рис. 4в), на первом этапе испытания характеризуется значением емкостного показателя $C_6^* = 10^{1.5}$, а далее, при притоке жидкости из пласта в подпакерную зону, – $C_6^* = 10^{-1}$.

Наконец, на рисунке 5 приведен пример интерпретации результатов испытания с ИПТ в наклонно-направленной скважине с записью как КП, так и КВД. Здесь проявились четыре различных режима исследования: КП имеет три участка, каждый из которых соответствует определенным интервалам ствола скважины (бурильных труб).

Начальный участок АВ КП прошел по эталонной кривой с $C_6^* = 10^{1.5}$. Второй участок CD – по КП с $C_6^* = 10^2$, третий участок является изохорным и явно не вышел на ту же кривую $C_6^* = 10^2$. КВД – участок EF – в своей начальной части совпал с эталонной кривой $C_6^* = 10^{-1}$.

В данном примере факт наличия нескольких участков КП, записанных в соответствующих интервалах бурильной колонны, а также запись КВД позволяет более точно и надежно подобрать на эталонном графике соответствующие кривые для отдельных режимов исследования.

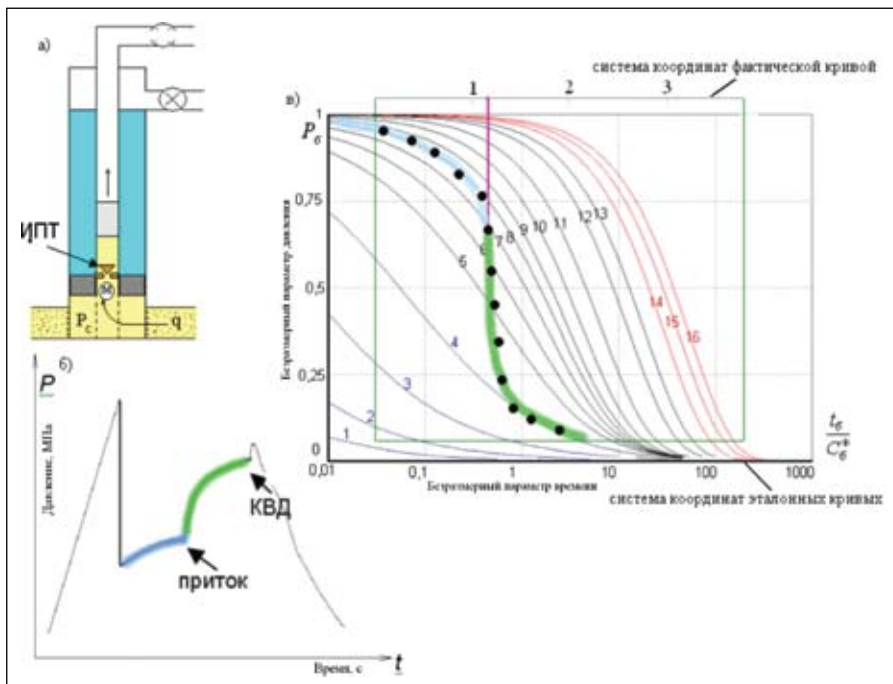


Рис. 4. ИПТ в вертикальных скважинах

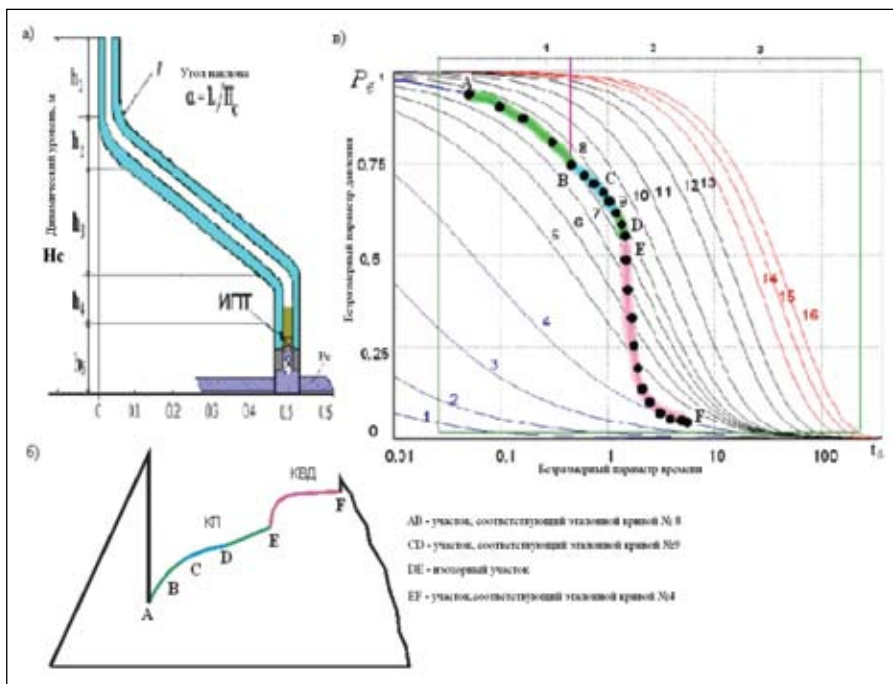


Рис. 5. ИПТ в искривленных скважинах

Таким образом, предлагаемые типовые кривые давления, охватывающие широкий диапазон значений емкостного показателя, дают качественно новый способ анализа данных испытания с одновременным изучением работы как при притоке, так и при восстановлении давления, и тем самым повышают ин-

формативность и достоверность расчета параметров пласта. Кроме того, разработанная методика расчета параметров пласта по данным эталонных кривых притока позволяет помимо проницаемости пласта определять еще и его пористость, чем выгодно отличается от всех известных методик обработки КП.

Литература:

1. Ramey H.J., Agarwall R.G. Annulus Unloading Rates as Influenced by Wellbore Storage and Skin-Effect // SPEJ, Oct. 1972.
Ключевые слова: исследование скважин, депрессия, газ, нефть, давление.