

УДК 622.276.5.001.42:531.3

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПЛАСТАХ С ДВУМЯ ГРАНИЦАМИ МЕТОДОМ ДВУХ РЕЖИМОВ

И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, О. В. Ломакина, Ю. М. Штейнберг

*Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт
системных исследований Российской академии наук, Ivan@Afanaskin.ru*

Рассматриваются вопросы интерпретации гидродинамических исследований методом двух режимов (Russel) вертикальных скважин в однородных пластах с двумя параллельными непроницаемыми границами и двумя пересекающимися границами. Приводятся математические модели для интерпретации исследований и примеры их использования с оценкой погрешности.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, метод двух режимов, две непроницаемые границы.

PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS OF VERTICAL WELLS IN RESERVOIRS WITH TWO BOUNDARIES BY TWO RATES METHOD

I. V. Afanaskin, S. G. Volpin, O. V. Lomakina, Yu. M. Shteynberg

System Research Institute, Russian Academy of Sciences, Ivan@Afanaskin.ru

The issues of interpretation of pressure transient analysis by the two rates method (Russell) of vertical wells in homogeneous reservoirs with two parallel impermeable boundaries and two intersecting boundaries are considered. Mathematical models for interpreting studies and examples of their use with an error estimate are provided.

Keywords: pressure transient analysis, two rates method, two impermeable boundaries.

Введение. Гидродинамические исследования скважин используются для определения множества параметров, необходимых геологам и разработчикам месторождений нефти и газа: пластового давления, фильтрационно-емкостных свойств пластов, изменения свойств в призабойной зоне пласта (скин-фактор), расстояния до границ и некоторых других специфических параметров (например, работающая длина горизонтальной скважины или проводимость трещины гидроразрыва пласта). Для добывающих скважин наиболее информативным методом исследования является метод восстановления давления. Однако он требует остановки скважины на достаточно длительное время от нескольких суток до нескольких недель и даже месяцев в зависимости от параметров пласта и конструкции скважины. Такие остановки приводят к большим потерям в добыче нефти и промысловые службы идут на них очень неохотно.

В последние годы вместе с традиционными гидродинамическими исследованиями для получения информации о фильтрационно-емкостных свойствах и уточнения геологического строения пласта все чаще применяются альтернативные методы исследований, позволяющие минимизировать потери в добыче нефти.

В связи с этим предлагается рассмотреть возможность применения методов гидродинамических исследований с переменным дебитом (без остановки работы скважины). В данной работе будем рассматривать наиболее удобный для интерпретации метод – исследование нефтяной скважины на двух режимах [3, 7].

1. Гидродинамические исследования скважин методом двух режимов. При исследовании скважины только на двух режимах с разными дебитами, как само исследование, так и его интерпретация упрощаются (по сравнению с исследованием с переменным дебитом в общем виде). Такое исследование позволяет получить информацию об основных параметрах: проницаемость k , скин-фактор s и пластовое давление p_i без остановки скважины.

На рис. 1 представлен пример технологической схемы гидродинамических исследований методом двух режимов вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными границами. Представленный пример гипотетический. Приведенная на рис. 1 кривая давления получена расчетным путем с помощью программы TESTAR [4] при заданном дебите и свойствах пласта. Далее в третьем разделе данной статьи в качестве примера будет интерпретироваться именно эта кривая.

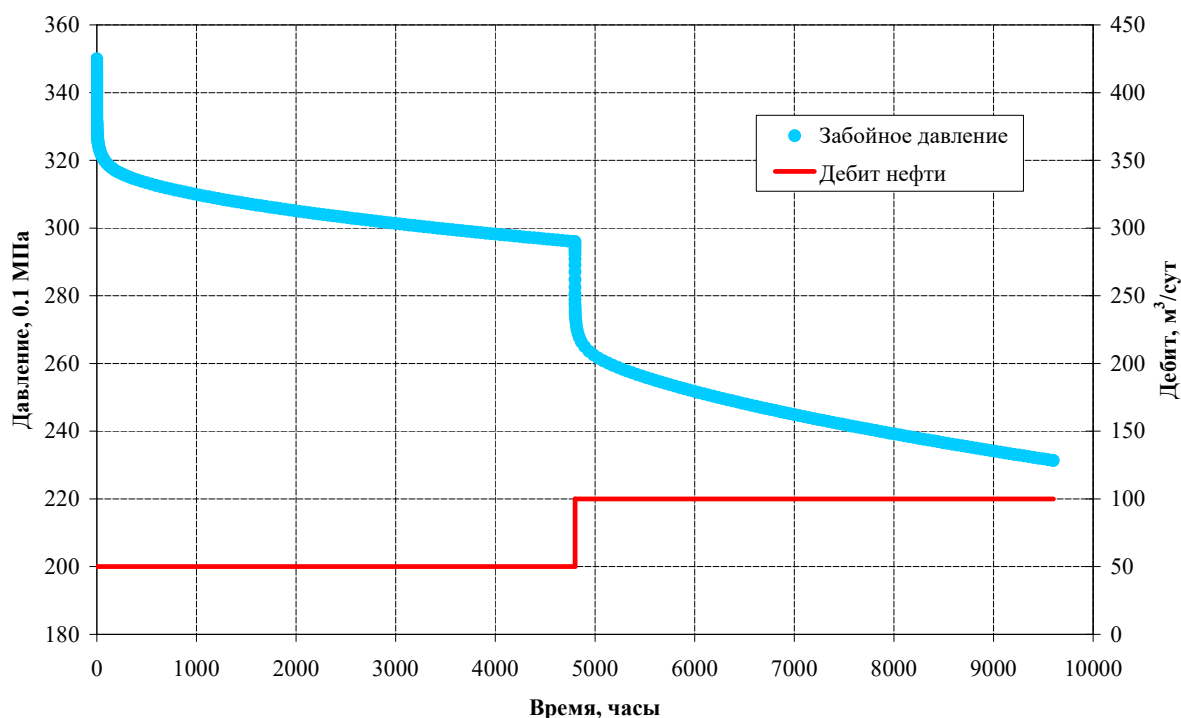


Рис. 1. Технологическая схема исследования скважины
(вертикальная скважина в однородном пласте с двумя параллельными границами)

2. Интерпретация гидродинамических исследований методом двух режимов вертикальных скважин в однородном пласте с двумя непроницаемыми параллельными границами. При изучении диагностического графика Бурде [1] для вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами (схема расположения скважины и границ представлена на рис. 2) можно выделить до трех режимов течения: радиальный режим, влияние ближайшей границы, линейное течение под действием обеих границ. Если скважина близка к центру канала, образованного двумя параллельными границами, участок с влиянием ближайшей границы может отсутствовать.

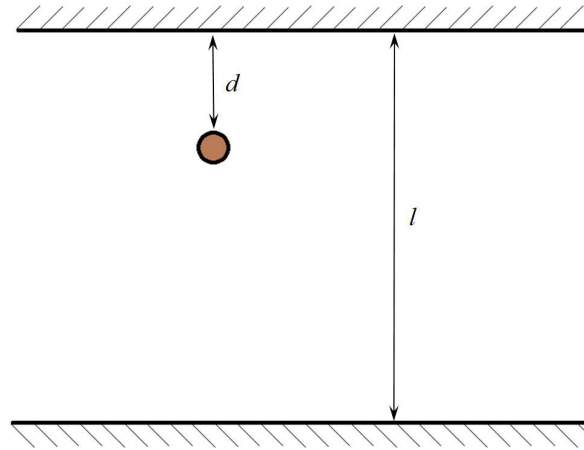


Рис. 2. Схема расположения скважины и границ для модели вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами

Для целей интерпретации гидродинамических исследований скважин будем называть решением задачи подземной гидродинамики (случай однофазной фильтрации упругой жидкости в деформируемом пласте) зависимость между забойным давлением и дебитом скважины. Проведем аналогию между общеизвестным приближенным решением задачи о пуске скважины в работу [2, 5–7] и решением Рассела для изменения режима работы скважины в случае совершенной вертикальной скважины в однородном бесконечном пласте [3, 7]. Затем, зная решение для задачи о пуске скважины в работу в случае вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами [2, 5–7], и пользуясь полученной ранее аналогией, сконструируем приближенное решение для изменения режима работы скважины для этой модели. Таким образом, в случае исследования скважины методом двух режимов получим уравнения для притока жидкости к вертикальной скважине в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами на трех указанных режимах течения.

Уравнение для притока жидкости к скважине при радиальном течении имеет вид:

$$(p_{wf})_1 = m'_1 x_1 + p_1, \quad (1)$$

где

$$m'_1 = -\frac{21.5q_1 B \mu}{kh}, \quad x_1 = \log\left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1} \log(\Delta t), \quad (2)$$

$(p_{wf})_1$ – забойное давление (бар) при работе скважины на втором режиме с дебитом q_2 (м³/сут) на момент времени Δt (час) после изменения режима работы скважины (рис. 1), t_1 – продолжительность первого режима работы скважины с дебитом q_1 , m'_1 и p_1 – постоянные коэффициенты, k – проницаемость (мД), h – эффективная толщина (м), μ – вязкость (мПа·с), B – объемный коэффициент (м³/м³).

Определяя по графику $(p_{wf})_1$ от x_1 константы m'_1 и p_1 , находят проницаемость и скин-фактор:

$$k = -\frac{21.5q_1 B \mu}{m'_1 h}, \quad (3)$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{p_{wf}(\Delta t = 0) - (p_{1hr})_1}{m'_1} \right) - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2}\right) + 3.0923 \right],$$

(4)

где

$$(p_{1hr})_1 = m'_1 \log(t_1 + 1) + p_1, \quad (5)$$

ϕ – пористость (д. ед.), c_t – полная сжимаемость системы пласт-флюид (1/бар), r_w – радиус скважины (м).

На втором режиме течения под влиянием первой (ближайшей) границы уравнение для притока жидкости к скважине имеет вид:

$$(p_{wf})_2 = m'_2 x_2 + p_2, \quad (6)$$

причем $m'_2 = 2m'_1$ и $x_2 = x_1$. Если продлить прямые $(p_{wf})_1$ от x_1 и $(p_{wf})_2$ от x_2 , построенные на одном рисунке, то по точке их пересечения, используя второе соотношение из (2), можно найти время t_{12} (ч), с помощью которого определяют расстояние до ближайшей границы d (м):

$$d = 0.0144 \sqrt{\frac{kt_{12}}{\phi \mu c_t}}. \quad (7)$$

На третьем режиме течения под влиянием двух границ (линейный поток) уравнение для притока жидкости к скважине имеет вид:

$$(p_{wf})_3 = p_3 - m'_3 x_3, \quad (8)$$

где

$$p_3 = p_i - 18.41 \frac{q_2 B \mu}{kh} (\sigma + s), \quad m'_3 = 1.239 \frac{q_1 B}{hl} \sqrt{\frac{\mu}{k \phi c_t}}, \quad (9)$$

$$x_3 = \sqrt{t_1 + \Delta t} + \frac{q_2 - q_1}{q_1} \sqrt{\Delta t}, \quad (10)$$

p_i – пластовое давление (бар), l – расстояние между параллельными границами (м), σ – характеристика смещения скважины относительно оси симметрии канала, образованного двумя параллельными границами.

Определяя по графику $(p_{wf})_3$ от x_3 константы m'_3 и p_3 , находят расстояние между параллельными границами и пластовое давление:

$$l = 1.239 \frac{q_1 B}{h m'_3} \sqrt{\frac{\mu}{k \phi c_t}}, \quad (11)$$

$$p_i = p_3 + 18.41 \frac{q_2 B \mu}{kh} (\sigma + s), \quad ,$$

(12)

или

$$p_i = p_3 - 0.859 \frac{q_2}{q_1} m'_1 (\sigma + s), \quad (13)$$

где

$$\sigma = \ln \left(\frac{l}{2\pi r_w} \right) - \ln [\sin(\pi e)], \quad e = \frac{d}{l}. \quad (14)$$

3. Пример интерпретации гидродинамических исследований методом двух режимов вертикальной скважины в однородном пласте с двумя непроницаемыми параллельными границами. Рассмотрим пример интерпретации. Пусть $r_w = 0,1$ м; $h = 10$ м; $\phi = 0,1$ д. ед.; $B = 1,1$ м³/м³; $\mu = 1$ мПа·с; $c_t = 4,3 \cdot 10^{-5}$ 1/бар. Зависимость давления от времени при заданных параметрах (как уже говорилось выше) была получена с помощью программы TESTAR [4] и приведена на рис. 1. На рис. 3 приведен диагностический график для второго режима работы скважины.

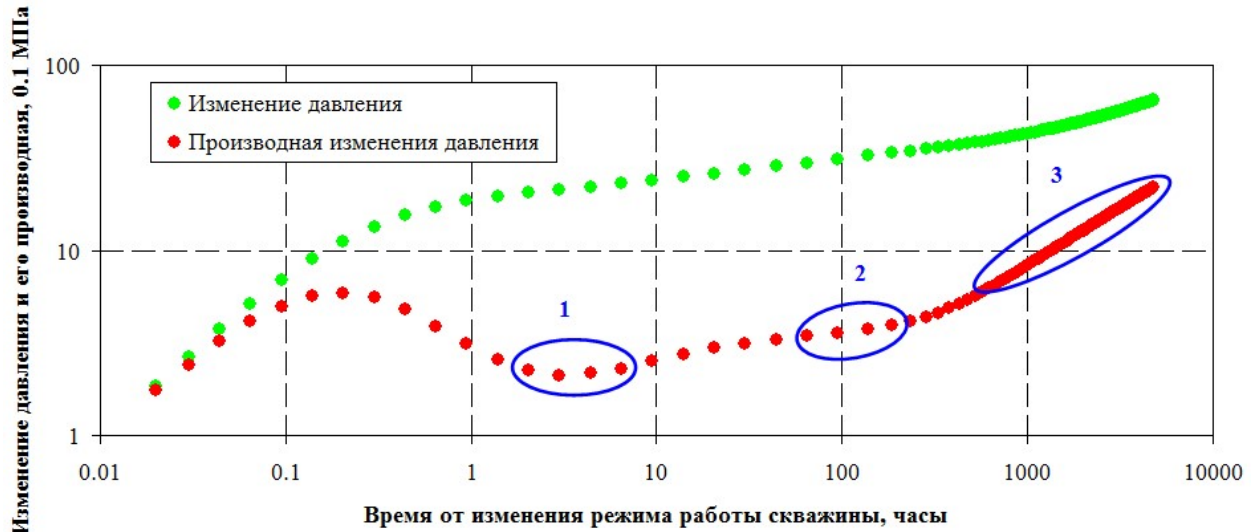


Рис. 3. Диагностический график для второго режима работы скважины.
Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными границами
 1 – радиальное течение; 2 – течение под действием ближайшей границы;
 3 – линейное течение между двух границ

На рис. 3 можно выделить три режима течения:

- 1) радиальное течение;
- 2) течение под действием ближайшей границы;
- 3) линейное течение под действием двух границ.

Перестраивая кривую давления (рис. 1) в координатах p_{wf} от $x_1 = x_2$ и p_{wf} от x_3 , используя формулы из п. 2 настоящей статьи, можно получить параметры пласта и скважины, рис. 4 и 5.

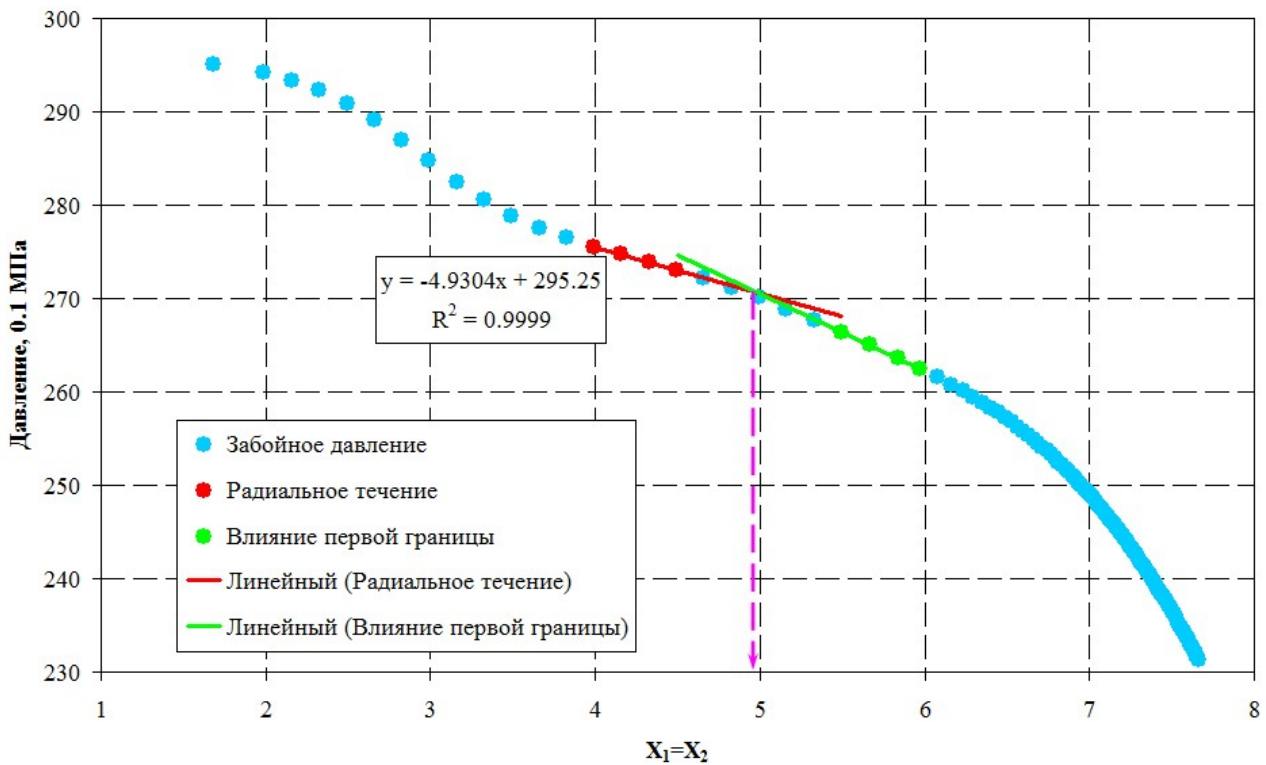


Рис. 4. Интерпретация радиального режима течения и течения под действием ближайшей границы

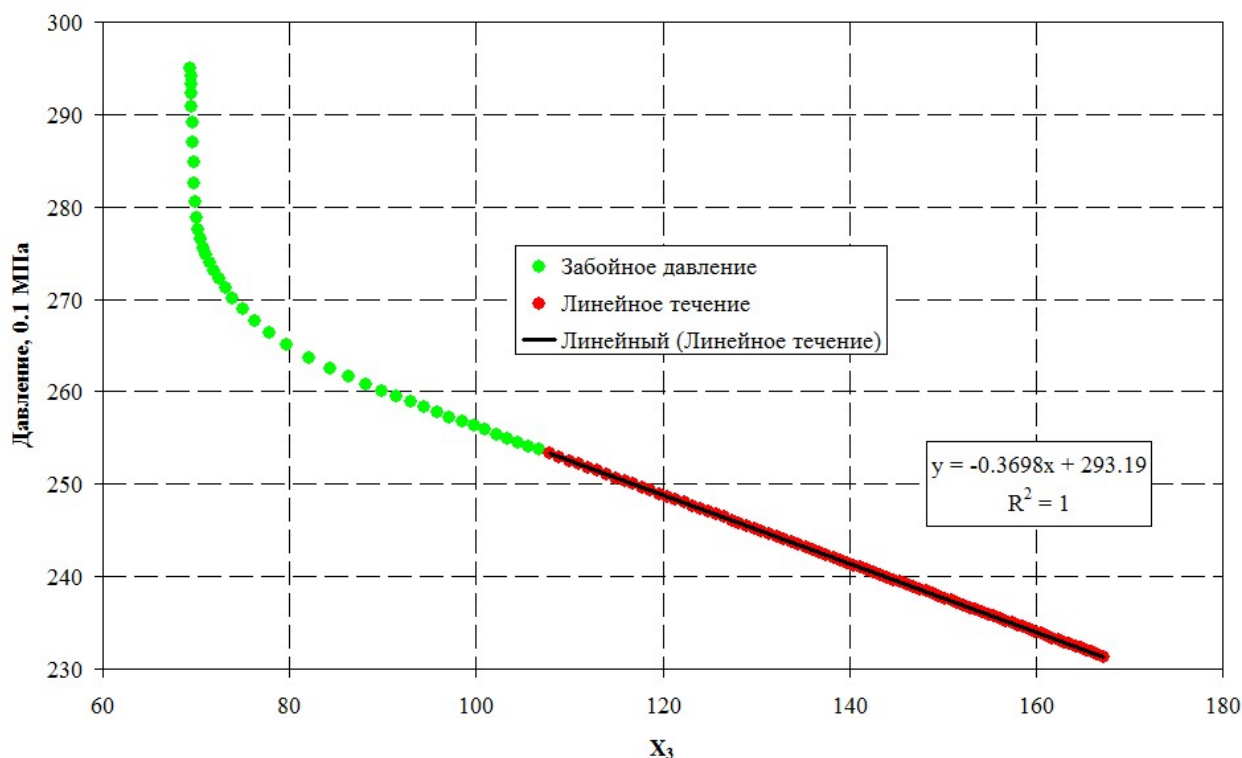


Рис. 5. Интерпретация линейного режима течения

В табл. 1 приведено сравнение параметров, заданных при решении прямой задачи (расчете кривой, приведенной на рис. 1), и параметров, полученных в результате интерпретации. Видно, что точность определения параметров достаточна для решения практических задач.

Таблица 1

Результаты интерпретации исследований (модель двух параллельных границ)

Параметры	Факт*	Расчет**
p_i , 1/ бар	350	353
k , мД	30	24
s , б/р	-1.0	-2.1
d , м	150	154
l , м	1 650	1 815

Примечание: * параметры, которые задавались при решении прямой задачи; ** параметры, полученные в результате решения обратной задачи.

4. Интерпретация гидродинамических исследований методом двух режимов вертикальных скважин в однородном пласте с двумя непроницаемыми пересекающимися границами. При изучении диагностического графика Бурде [1] для вертикальной скважины в однородном пласте с двумя пересекающимися (под острым углом) непроницаемыми границами (рис. 6) можно выделить до трех режимов течения: радиальный режим, влияние ближайшей границы, псевдорadiaльное течение под действием обеих границ. Если скважина близка к центру угла, образованного двумя пересекающимися границами, второй участок может отсутствовать.

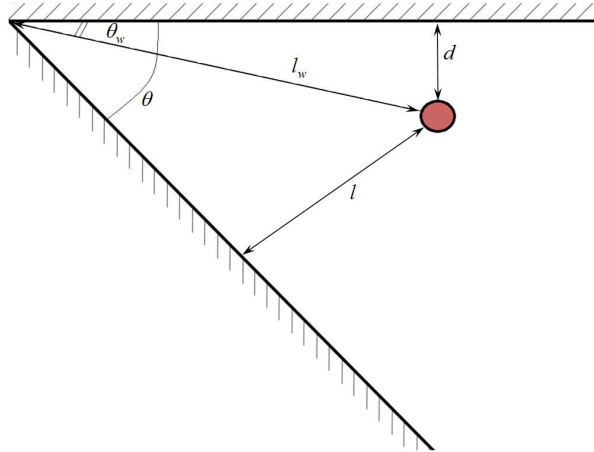


Рис. 6. Схема расположения скважины и границ для модели вертикальной скважины в однородном пласте с двумя пересекающимися непроницаемыми границами

Для получения уравнений для притока жидкости к вертикальной скважине в однородном пласте с двумя пересекающимися непроницаемыми границами на трех указанных режимах течения воспользуемся методом, описанным в п. 2 настоящей статьи.

Уравнение для притока жидкости к скважине при радиальном течении имеет вид, аналогичный (1). Соотношения для проницаемости и скин-фактора (2)–(5) также справедливы.

Уравнение для притока жидкости к скважине на втором режиме течения под влиянием первой (ближайшей) границы имеет вид, аналогичный (6). При этом также $m'_2 = 2m'_1$ и $x_2 = x_1$. Если продлить прямые $(p_{wf})_1$ от x_1 и $(p_{wf})_2$ от x_2 , построенные на одном рисунке, то по точке их пересечения, используя второе соотношение из (2), можно найти время t_{12} (ч), с помощью которого определяют расстояние до ближайшей границы d (м) по формуле (7), либо по формуле:

$$d = 0.029 \sqrt{\frac{kt_2}{\phi \mu c_t}}, \quad (15)$$

где t_2 (ч) – время начала отклонения производной изменения давления от участка радиального течения (эта точка является началом влияния первой границы), рис. 7.

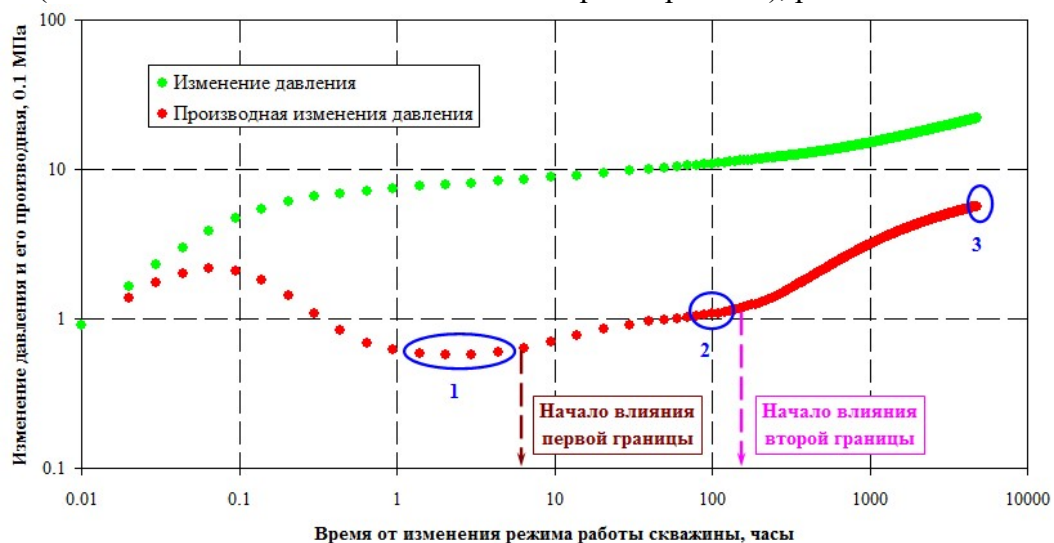


Рис. 7. Диагностический график для второго режима работы скважины.
Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя пересекающимися границами:
1 – радиальное течение; 2 – течение под действием ближайшей границы;
3 – псевдорadiaльное течение под влиянием двух границ

Под влиянием двух пересекающихся непроницаемых границ (псевдорadiaльный поток внутри сектора, образованного границами) на третьем режиме течения уравнение для притока жидкости к скважине имеет вид:

$$(p_{wf})_3 = m'_3 x_3 + p_3, \quad (16)$$

где $m'_3 = 6m'_1$ и $x_3 = x_2 = x_1$.

Если продлить прямые $(p_{wf})_2$ от x_2 и $(p_{wf})_3$ от x_3 , построенные на одном рисунке, то по точке их пересечения, используя второе соотношение из (2), можно найти время t_{23} (ч), с помощью которого определяют расстояние до дальней границы l (м) по формуле:

$$l = 0.0144 \sqrt{\frac{kt_{23}}{\phi \mu c_t}}, \quad (17)$$

либо

$$l = 0.029 \sqrt{\frac{kt_3}{\phi \mu c_t}}, \quad (18)$$

где t_3 (ч) – время начала отклонения производной изменения давления от участка, на котором прослеживается влияние первой границы (эта точка является началом совместного влияния двух пересекающихся границ, что обусловлено началом влияния второй границы), рис. 7.

Угол θ между двумя пересекающимися непроницаемыми границами равен:

$$\theta = 360 \frac{m'_1}{m'_3}. \quad (19)$$

Тогда пластовое давление p_i (бар) определяется как:

$$p_i = p_3 + m'_3 \frac{q_2}{q_1} \left\{ \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \sum_{m=1}^5 \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t l_m^2} \right) \right] - 18.5538 + 5.21154s \right\}, \quad (20)$$

где

$$\theta_w = \arccos \left(\left[\frac{l}{d} + \sqrt{\left(\frac{l}{d} \right)^2 - \left[\left(\frac{l}{d} \right)^2 - ctg^2(\theta) \right] \cdot [1 + ctg^2(\theta)]} \right] / [1 + ctg^2(\theta)] \right), \quad (21)$$

$l_1 = 2d$ расстояние между 1-й и 2-й скважинами (рис. 8), $l_2 = 2d \frac{\sin(90 + 0.5\theta - 2\theta_w)}{\sin(\theta_w)}$ расстоя-

ние между 1-й и 3-й скважинами, $l_3 = 2d \frac{\sin(45 + 0.25\theta)}{\sin(\theta_w)}$ расстояние между 1-й и 4-й скважи-

нами, $l_4 = 2d \frac{\sin(180 - \theta)}{\sin(\theta_w)}$ расстояние между 1-й и 5-й скважинами, $l_5 = 2d \frac{\sin(180 - \theta + 2\theta_w)}{\sin(\theta_w)}$

расстояние между 1-й и 6-й скважинами.

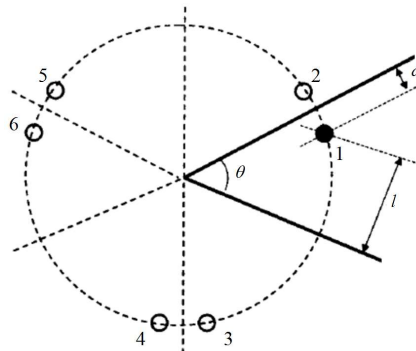


Рис. 8. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя пересекающимися

непроницаемыми границами. Схема расположения «отражений» скважин для построения решения

5. Пример интерпретации гидродинамических исследований методом двух режимов вертикальной скважины в однородном пласте с двумя непроницаемыми пересекающимися под острым углом границами. Рассмотрим пример интерпретации. Пусть $r_w = 0,1$ м; $h = 10$ м; $\phi = 0,1$ д. ед.; $B = 1,1$ м³/м³; $\mu = 1$ мПа·с; $c_t = 4,3 \cdot 10^{-5}$ 1/бар. Зависимость давления от времени при заданных параметрах была получена с помощью программы TESTAR [4] и приведена на рис. 9. На рис. 7 (см. выше) приведен диагностический график для второго режима работы скважины с тремя режимами течения:

- 1) радиальное течение;
- 2) течение под действием ближайшей границы;
- 3) псевдорadiaльное течение в секторе под действием двух пересекающихся границ.

Перестраивая кривую давления (рис. 9) в координатах p_{wf} от $x_1 = x_2 = x_3$, используя формулы из п. 3 настоящей статьи, можно получить параметры пласта и скважины (рис. 10).

В табл. 2 приведено сравнение параметров, заданных при решении прямой задачи (расчете кривой, приведенной на рис. 9), и параметров, полученных в результате интерпретации. Очевидно – точность определения параметров достаточна для решения практических задач.

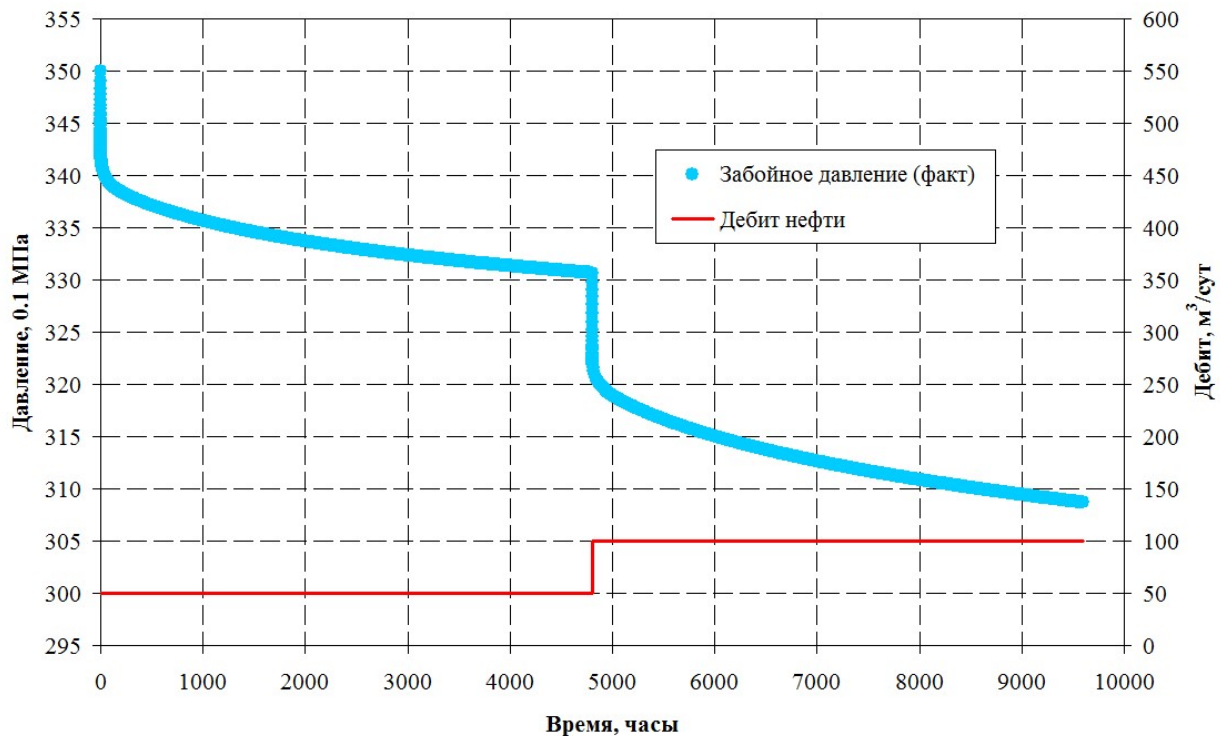


Рис. 9. Зависимость давления от времени для модели вертикальной скважины в однородном пласте с двумя пересекающимися границами

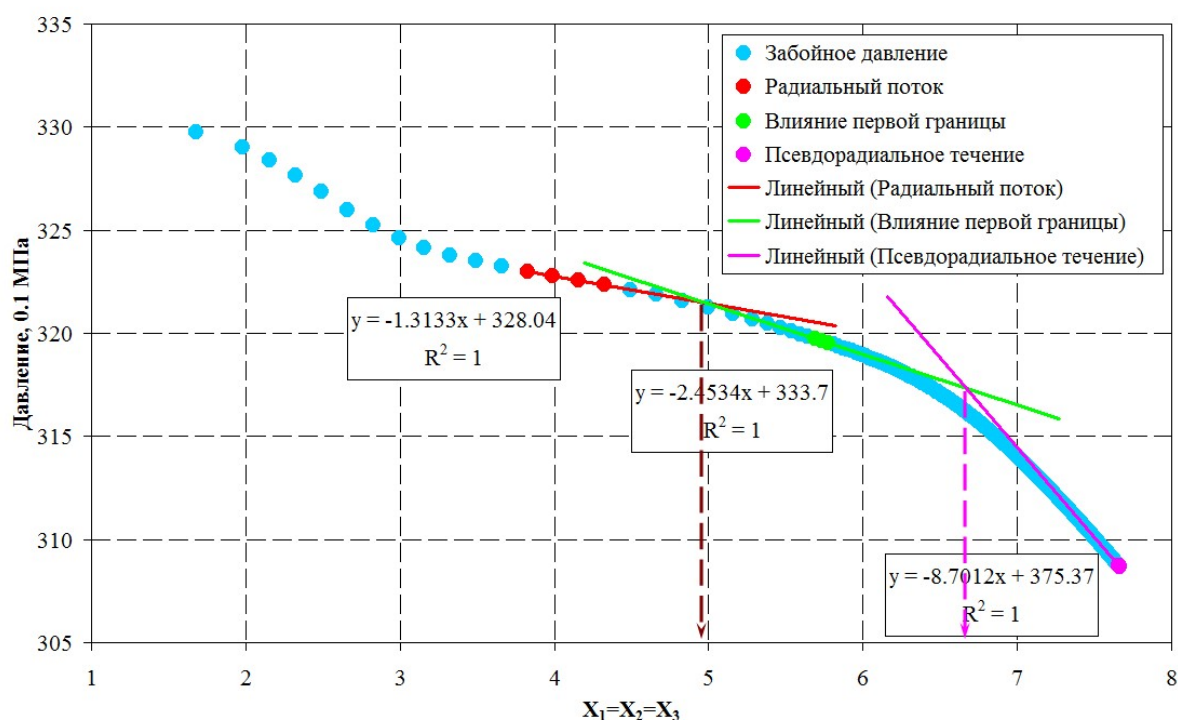


Рис. 10. Интерпретация трех режимов течения

Таблица 2

Результаты интерпретации исследований (модель двух пересекающихся границ)

Параметры	Факт*	Расчет**
p_i , бар	350,0	352,8
k , мД	100	90
s , б/р	0	-1
θ , град	45	54
d , м – формула (7)	300	299
d , м – формула (15)	300	338
l , м – формула (17)	2 000	2 326
l , м – формула (18)	2 000	1 682

Примечание: * параметры, которые задавались при решении прямой задачи; ** параметры, полученные в результате решения обратной задачи.

Заключение. Рассматриваемый метод гидродинамических исследований на двух режимах вертикальных скважин в однородном пласте с двумя параллельными и двумя пересекающимися (под острым углом) непроницаемыми границами имеет удовлетворительную для практических целей точность. Допустимо его использование для оценки фильтрационно-емкостных, энергетических и геометрических параметров практически без потерь в добыче нефти. Приведены формулы (для двух моделей с двумя непроницаемыми границами), позволяющие оценивать пластовое давление, проницаемость, скин-фактор, расстояние до границ, угол между границами. Для проведения такой оценки необходимо, чтобы на диагностическом графике Бурде уверенно выделялись три режима: радиальное течение, течение под влиянием ближайшей границы, линейное течение под действием двух границ (для модели параллельных границ) и псевдорadiaльное течение внутри сектора (для модели пересекающихся границ). Пласт предполагается упругим и однородным по свойствам, кровля и подошва непроницаемы, границы прямолинейны и непроницаемы, фильтруется однофазная сжимаемая жидкость.

Работа выполнена при поддержке Программы фундаментальных исследований Президиума РАН I.33П, проект № 0065-2015-0111.

Литература

1. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // *World Oil*. 1983. May. P. 95–106.
2. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam : Elsevier Science B. V., 2002. P. 425.
3. Russell D. G. Determination of Formation Characteristics From Two rate Flow Test // *J Pet Tech*. 1963. Dec. P. 1347–1355.
4. Вольпин С. Г., Мясников Ю. А., Ефимова Н. П. и др. TESTAR – пакет программ для обработки материалов гидродинамических исследований нефтегазовых пластов // *Нефт. хоз-во*. 2002. № 5. С. 58–60.
5. Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е. и др. *Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных*. Томск : ЦППС НД ТПУ, 2009. 243 с.
6. Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. *Гидродинамические методы исследования нефтегазово-водоносных пластов*. М. : Недра, 1974. 200 с.
7. Кучумов Р. Р. Разработка алгоритмов обработки результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефт. промышленности*. 2011. № 5. С. 35–41.
8. Эрлогер Р. мл. *Гидродинамические методы исследования скважин* / под ред. М. М. Хасанова. М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2007. 512 с.