НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

OILFIELD ENGINEERING

12.2006

МОСКВА
ОАО "ВНИИОЭНГ"

РГАСНТИ 52.47.19.25.29.67.01.11

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

Ежемесячный научно-технический журнал

В соответствии с Бюллетенем ВАК Министерства образования Российской Федерации (№ 3, 2004 г.) НТЖ "Нефтепромысловое дело" входит в перечень ведущих научных журналов Российской Федерации, в которых публикуются основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук.

Журнал издается при участии и поддержке:

ОАО "РИТЭК"
Генеральный директор
В.И. Грайфер,

ООО НПФ "Недра-Эстерн"
Генеральный директор
М.Ю. Ащепков

НП "НАЭН"
Директор
С.А. Филиппов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Гавура В.Е. **(главный редактор),**

Базив В.Ф., Богатырев А.Г., Галустянц В.А., Ермалинская И.А., Ибрагимов Г.З., Кучумов Р.Р., Лещенко В.Е., Лысенко В.Д., Любимова Н.Е. (зам. главного редактора), *Мищенко И.Т., Пчелинцев Ю.В., Сафин С.Г.*

Журнал зарегистрирован в Министерстве Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций РФ от 04.04.2002 г. Рег. № ПИ 77-12336

СОДЕРЖАНИЕ

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Лысенко В.Д. Эффективность гидравлического разрыва нефтяных пластов 3

Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Маркова Н.С., Терентьев С.В. Технологические жидкости для направленных кислотных обработок карбонатного коллектора 6

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Захаров Б.С., Драчук В.Р. Опыт эксплуатации дифференциальных насосов при добыче вязкой нефти 11

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Повышев К.И., Борхович С.Ю., Мирсаетов О.М. Совершенствование гидродинамических методов исследования скважин 16

Закшевская Л.В., Ибраева Е.В., Стяжкин К.К. Изучение влияния полифункциональных реагентов на реологические свойства нефтей 21

ОАО "ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006

УДК 622.276.031:53

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

К.И. Повышев, С.Ю. Борхович, О.М. Мирсаетов
(*Удмуртский государственный университет г. Ижевск*)

Рассмотрен новый подход в интерпретации данных ГДИС при установившихся режимах фильтрации, который позволяет раздельно определять проницаемость призабойной зоны пласта и эффективную (работающую) толщину пласта. В отличие от традиционных методов интерпретации данных ГДИС [1], в предлагаемом методе задействованы оба члена фильтрационного сопротивления в уравнении притока жидкости к забою скважины, что позволяет более точно определять интересующие параметры по призабойной зоне пласта.

В настоящее время принятым документом для проведения работ по геофизическим, гидродинамическим, геохимическим методам исследования нефтяных и нефтегазовых месторождений является Руководящий документ (РД 153—39.0—109—01).

Руководящий документ «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» предлагает рекомендации по комплексированию геофизических, гидродинамических и геохимических исследований как средство контроля на этапе разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, а также на этапах освоения и разработки месторождений, для создания соответствующей информационной базы с учетом некоторых новых научно-методических работ. Однако в этом Руководящем документе приводятся рекомендации по комплексированию гидродинамических методов исследования скважин (ГДИС) только на неустановившихся режимах фильтрации, что существенно ограничивает возможности в интерпретации данных ГДИС при установившихся режимах фильтрации. Одной из причин «пренебрежения» ГДИС на установившихся режимах фильтрации является их низкая информативность.

Таким образом, на сегодняшний день возникла необходимость в повышении точности и информативности при интерпретации данных ГДИС на установившихся режимах фильтрации и вовлечении этого метода в общий комплекс исследований, проводимых на этапах освоения и разработки месторождений.

Несмотря (на первый взгляд) на кажущую простоту интерпретации данных гидродинамических исследований, определения свойств пласта и прискважинной зоны на основе фактических индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления, наталкиваются на существенные трудности, связанные с неопределенностью части параметров, входящих в уравнение фильтрации. Отчасти этим объясняется то, что существующие известные методики ГДИС на установившихся режимах в качестве выходной информации дают только значения проницаемости и скин-фактора. Возникает задача развития и усовершенствования методов ГДИС с тем, чтобы шире их использовать для оптимизации режимов работы скважин и пластов.

Формирование ламинарного (псевдотурбулентного) течения флюида в призабойной зоне пласта (ПЗП), являющегося с энергетической точки зрения наиболее экономичным, относится к проблемам, решение которых позволяет устанавливать оптимальные нормы отбора жидкости и оптимизировать закачку рабочих реагентов по скважинам в зависимости от свойств ПЗП.

Оптимизация технологических режимов работы скважин невозможна без достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах призабойной зоны пласта.

Гидродинамические методы исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации являются теоретически наиболее развитыми для оценки параметров ПЗП. Однако эти методы не обеспечивают определение параметров ПЗП в условиях длительной эксплуатации. Например, гидродинамические исследования восстановления давления в добывающей скважине на неустановившемся режиме фильтрации (КВД) имеют недостатки, которые заключаются в следующем: сложно поддерживать постоянный дебит перед закрытием скважины; потеря добычи из-за простоя скважины при снятии КВД.

Метод установившихся отборов отвечает требованиям проведения исследований скважин в условиях длительной эксплуатации. При обработке результатов ГДИС на установшихся режимах фильтрации обычно используется закон Дарси, однако, практика показала, что в большинстве случаев индикаторные линии не описываются этим уравнением даже при небольших скоростях фильтрации.

Для описания индикаторных кривых используют двучленное уравнение притока к забою скважины:

$$P_{пл.} - P_{заб.} = AQ + BQ^2, \qquad (1)$$

$$\Delta P - AQ + BQ^2, \qquad (2)$$

где $P_{пл.}$ — пластовое давление; $P_{заб.}$ — давление на забое работающей скважины; $\Delta P = P_{пл.} - P_{заб.}$; Q — дебит нефти при стандартных условиях; A, B — коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Обычно для обработки индикаторной линии и определения коэффициентов A и B используют следующие методы [1].

При использовании двучленного уравнения (1) для определения параметров ПЗП вторым членом этого уравнения обычно пренебрегают, что снижает точность интерпретации информативных данных [2]. В связи с этим определение параметров ПЗП при установившихся отборах, описанное в существующих инструкциях и работах [1], не отличается большой надежностью. Это обстоятельство требует пересмотра существующих математических моделей установившихся притоков однофазного флюида к скважине. Кроме того, требует совершенствования и технология реализации метода установившихся отборов.

Целью данной работы является разработка новых подходов к развитию теоретических и экспериментальных основ метода ГДИС при установившихся режимах фильтрации для повышения точности интерпретации индикаторных линий и определения параметров ПЗП.

В основу работы положены проведенные нами исследования по переоценке представлений об информативности коэффициентов фильтрационных сопротивлений, входящих в уравнение притока (1).

Теоретические значения коэффициентов A и B для случая плоскорадиальной фильтрации нефти с учетом гидродинамического несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия пласта рассчитываются по формулам:

$$A = \frac{\mu \cdot 10^{-2}}{2\pi K h \cdot 86,4} \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2 \right); \qquad (3)$$

$$B = \frac{\beta \cdot \rho \cdot 10^{-2}}{\sqrt{K} \cdot (2\pi h)^2 \cdot 86,4} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_к} + C_1' + C_2' \right), \qquad (4)$$

где μ — коэффициент динамической вязкости нефти, Па·с; ρ — плотность нефти, кг/м^3; K — коэффициент проницаемости, м^2; h — эффективная толщина пласта, м; $R_к$ — радиус контура питания, м; r_c — радиус скважины, м; C и C'_1 — коэффициенты гидродинамического несовершенства скважины по степени вскрытия пласта; C_2 и C'_2 — коэффициенты гидродинамического несовершенства скважины по характеру вскрытия пласта; β — коэффициент вихревых сопротивлений.

Коэффициенты C_1 и C'_1 рассчитываются по формулам [3]:

$$C_1 = \frac{1}{\delta} \cdot \ln \delta + \frac{1-\delta}{\delta} \cdot \ln \left(\frac{h}{R_1} \right); \qquad (5)$$

$$C_1' = \left(\frac{1}{\delta^2} - 1 \right) \cdot \frac{1}{R_1}. \qquad (6)$$

Формула (5) является приближенной, для уточнения этой формулы (при малых значениях δ) была рассмотрена модель по определению коэффициентов несовершенства скважины, представленная в работе [3], и получена следующая формула:

$$C_1 = \frac{1}{\delta - \frac{R_1}{h}} \cdot \ln \frac{\delta \cdot h}{R_1} + \frac{1}{\delta} \cdot \ln \frac{R_1}{r_c} - \ln \frac{h}{r_c}, \qquad (7)$$

где δ — степень вскрытия пласта, $\delta = \frac{b}{h}$; b — глубина, на которую вскрыт пласт; R_1 — радиус зоны, в которой сказывается влияние отверстия перфорации ($R_1 = 3r_c$); в открытом стволе или при наличии фильтра — $R_1 = r_c$.

Таким образом, коэффициенты C_1 и C'_1 рассчитываются по формулам (6) и (7).

Коэффициенты C_2, и C'_2 рассчитываются при перфорированной колонне по формулам:

$$C_2 = \frac{1}{n \cdot R_1^2}; \qquad (8)$$

$$C_2' = \frac{1}{3 \cdot n^2 \cdot l^3}, \qquad (9)$$

где n — число перфорационных отверстий на погонную длину 1 м толщины пласта; l — длина перфорационного канала (при пулевой перфорации $l = 0,1$ м, при кумулятивной перфорации $l = 0,2$ м). При открытом забое и наличии фильтра $C_2 = 0$, $C'_2 = 0$.

В работе [4] дан подробный обзор формул для расчета коэффициента макрошероховатости или обратной ему величины β. Сложность анализа при обосновании коэффициента β заключается в том, что в одних работах рассматривается непосредственно коэффициент β, а в других работах этот коэффициент определяется через коэффициент макрошероховатости. Не останавливаясь подробно на приведенных в литературе формулах, которые достаточно противоречивы, рассмотрим процесс двухфазной фильтрации нефти и воды. Примем следующие предпосылки и допущения, многие из которых определены в [5]: 1) давления в водяной и нефтяной фазах одинаковы; 2) обе фазы несжимаемы; 3) обе фазы движутся в одном канале фильтрации, каждая фаза образует связную систему, граничащую со скелетом породы и частично с другой жидкостью; 4) площадь контакта каждой из фаз со скелетом пористой среды значительно превышает площадь контакта фаз между собой, основной вклад в сопротивление движению дает взаимодействие каждого флюида с твердым скелетом породы, можно пренебречь эффектом увлечения одной жидкости другой; 5) часть фильтрационного канала занята остаточной водой, не участвующей в фильтрации.

Рассмотрим линейный член в правой части уравнения

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\mu}{K}V+\beta\frac{\rho}{\sqrt{K}}V^2. \qquad (10)$$

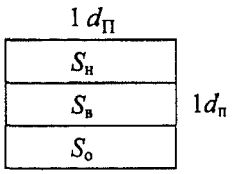
Для решения задачи используем модель гидравлического диаметра. Уравнение одномерного движения жидкости при ламинарном режиме имеет вид

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{2\mu U}{d_г^2}, \qquad (11)$$

где U — истинная скорость движения жидкости; $d_г$ — гидравлический диаметр, $d_г = F/П$; F — площадь сечения потока; П — смоченный периметр.

Форма фильтрационного канала может быть принята любой: круговой, прямоугольной, треугольной и т. д. Рассмотрим наиболее простую форму, прямоугольную. В дальнейшем покажем особенности других форм.

Принимая во внимание допущения пп. 3 и 4, представим фильтрационный канал в виде квадратной трубки единичного размера, пропорционального геометрическому размеру трубки (рисунок) [6].



Модель фильтрационного канала

Принимая во внимание пп. 3—5, введем обозначения: $S_н$ — насыщенность потока нефтью (коэффициент нефтенасыщенности); $S_в$ — насыщенность потока подвижной водой (коэффициент водонасыщенности); S_0 — насыщенность потока неподвижной водой (коэффициент остаточной водонасыщенности), при этом $S_н + S_в + S_0 = 1$; S — коэффициент общей водонасыщенности, $S = S_в + S_0$.

Рассмотрим движение газа. Согласно определению гидравлического диаметра, имеем

$$F = d_п^2 S_н;\ П = d_п(2+2S_н);$$

$$d_г = \frac{d_п S_н}{2(1+S_н)}. \qquad (12)$$

Истинную скорость движения нефти в трубке приведем ко всей поверхности фильтрации:

$$V_н = \frac{U_н}{mS_н}, \qquad (13)$$

где $U_н$ — приведенная ко всей поверхности фильтрации скорость движения нефти; m — коэффициент открытой пористости.

Очевидно, что основной вклад в сопротивление при нелинейной фильтрации вносят вихревые сопротивления, аналог турбулентных сопротивлений в трубной гидравлике. В этом случае можно использовать уравнение одномерного движения жидкости

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\lambda}{8}\cdot\frac{\rho V^2}{d_г}, \qquad (14)$$

где λ — коэффициент сопротивления (при малом пути движения вихря от одного сужения порового пространства к другому можно считать фильтрационный поток псевдотурбулентным).

Вводя понятие гидравлического диаметра и приводя скорость фильтрации к полному сечению пористой среды, из (26) в работе [7] получаем для нефти

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\lambda}{8}\cdot\frac{\rho_н U_н^2}{m^2\dfrac{S_н^3}{2(1+S_н)}d_п}. \qquad (15)$$

Выделим коэффициент фазовой проницаемости, тогда

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\lambda}{2\sqrt{32}}\cdot\frac{\rho_н U_н^2}{m^{1,5}S_н^{1,5}\sqrt{K_н}}. \qquad (16)$$

Отсюда получаем выражение для фазового коэффициента вихревых сопротивлений в пористой среде для нефти и для воды:

$$\beta_н=\frac{\beta_0}{S_н^{1,5}}=\frac{\beta_0}{(1-S)^{1,5}}; \qquad (17)$$

$$\beta_в=\frac{\beta_0}{S_в^{1,5}}=\frac{\beta_0}{(S-S_0)^{1,5}}, \qquad (18)$$

где β_0 — абсолютный коэффициент вихревых сопротивлений,

$$\beta_0=\frac{\lambda}{2\sqrt{32}\cdot m^{1,5}}. \qquad (19)$$

При однофазной фильтрации любой жидкости (нефти, воды, газа) в присутствии остаточной воды

$$\beta=\frac{\beta_0}{(1-S_0)^{1,5}}. \qquad (20)$$

Таким образом, пока нет возможности получить обобщенную формулу для расчета коэффициента остаточной водонасыщенности для конкретных коллекторов, он должен определяться геофизическими исследованиями пласта и лабораторными исследованиями керна. Можно использовать методы статистической обработки экспериментальных данных гидродинамических исследований пласта.

Коэффициент остаточной водонасыщенности или коэффициент «застойной» пористости можно увязать с коэффициентом нефтенасыщенности (газонасыщенности) $K_н$ пласта-коллектора, известного по результатам геофизических исследований.

Будем считать, что

$$K_н = 1 - S_0. \qquad (21)$$

Тогда формула (20) с учетом (19) принимает вид

$$\beta = \frac{\lambda}{2\sqrt{32}m^{1,5}K_н^{1,5}}. \quad (22)$$

Для согласования значения β с данными по фильтрации в насыпных грунтах примем λ = 2,5, тогда получаем расчетную формулу

$$\beta = \frac{0,22}{m^{1,5}K_н^{1,5}}, \quad (23)$$

где m — коэффициент пористости; $K_н$ — коэффициент нефтенасыщенности.

Размерность коэффициентов фильтрационных сопротивлений:

A = МПа²/(м³/сут); B = МПа²/(м³/сут).

Таким образом, видно что коэффициенты фильтрационного сопротивления зависят в основном от коэффициента проницаемости K и степени вскрытия пласта δ, причем эти два параметра входят в расчетные формулы (3) и (4) в различных соотношениях. Нами предложено проводить совместный анализ двух коэффициентов (A и B), что позволяет определять две неизвестные величины (K и δ).

Обозначим

$$a = \frac{\mu \cdot 10^{-2}}{2\pi \cdot 86,4} \cdot \ln\frac{R_к}{r_с}; \quad (24)$$

$$b = \frac{\beta \cdot \rho_{ст} \cdot 10^{-2}}{4 \cdot \pi^2 \cdot 86,4} \cdot \left(\frac{1}{r_с} - \frac{1}{R_к}\right); \quad (25)$$

$$f_1(\delta) = 1 + \frac{C_1 + C_2}{\ln\frac{R_к}{r_с}}; \quad (26)$$

$$f_2(\delta) = 1 + \frac{C_1' + C_2'}{\frac{1}{r_с} - \frac{1}{R_к}}. \quad (27)$$

Тогда формулы (3), (4) принимают вид

$$A = \frac{a}{K \cdot h} \cdot f_1(\delta); \quad (28)$$

$$B = \frac{b}{\sqrt{K} \cdot h^2} \cdot f_2(\delta). \quad (29)$$

Рассмотрим два предельных случая:

• пласт условно изотропный, скважина гидродинамически несовершенна по степени вскрытия пласта.

Из совместного решения (28) и (29) получаем

$$f(\delta) = \frac{b^2}{a \cdot h^3}\frac{A_ф}{B_ф^2}, \quad (30)$$

где $$f(\delta) = f_1(\delta)/f_2^2(\delta); \quad (31)$$

$A_ф$ и $B_ф$ — фактические значения коэффициентов фильтрационного сопротивления, полученные по результатам исследования.

Разработанный нами подход по интерпретации данных ГДИ позволяет повышать достоверность определения коэффициентов фильтрационного сопротивления $A_ф$ и $B_ф$.

Используя приближенные методы вычисления из (31), (26) и (27), определяем степень вскрытия пласта $\delta_ф$. Тогда вскрытая толщина пласта, фактически участвующая в фильтрации, равна

$$h_ф = \delta_ф \cdot h, \quad (32)$$

а фактический коэффициент проницаемости

$$K_ф = \frac{a}{A_ф \cdot h} \cdot f_1(\delta_ф); \quad (33)$$

• пласт вскрыт полностью, но имеет выраженную слоистость с высокой степенью анизотропии.

В этом случае $C_1 = 0$, $C'_1 = 0$, $f(\delta)$ = const. Тогда фактическая толщина пласта, участвующая в фильтрации, равна

$$h_ф = \sqrt[3]{\frac{b^2}{a} \cdot \frac{A_ф}{B_ф^2}}, \quad (34)$$

а фактический коэффициент проницаемости

$$K_ф = \frac{a}{A_ф \cdot h_ф}. \quad (35)$$

Эффективность эксплуатации месторождения во многом определяется продуктивностью. Поэтому особое внимание уделяется установлению оптимального дебита скважины как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации.

Оптимальным считается режим, при котором факторы, ограничивающие отбор нефти из скважины (вынос песка и воды, конденсация тяжелых углеводородов и др.), находятся на определенном уровне, обеспечивающем эксплуатацию скважины без осложнений.

Применение энергосберегающих режимов работы скважин обеспечивает благоприятные условия по предотвращению нарушений герметичности и целостности эксплуатационных колонн скважин, вызванных интенсивными деформационными процессами, возникающими при высоких дебитах.

Поскольку основным источником информации о режиме являются результаты гидродинамических исследований скважин при установившихся отборах, для решения поставленной задачи использовалось уравнение притока (2).

Будем считать, что энергосберегающий дебит скважины соответствует условию, когда квадратичный член в уравнении притока составляет некоторую долю от общих сопротивлений, соответствующую принятой погрешности определения режимных точек на индикаторной линии и коэффициентов фильтрационного сопротивления A и B. Тогда из (2) получаем формулу для расчета оптимального энергосберегающего дебита [9]:

$$Q_{опт} = \frac{\Delta}{1-\Delta} \cdot \frac{A}{B}, \quad (36)$$

где Δ — доля квадратичного члена в уравнении притока.

Значение Δ можно принять равным коэффициенту вариации при обработке индикаторной линии методом наименьших квадратов в координатах $\Delta P^2 = f(Q)$.

Константы фильтрационного сопротивления рассчитываются по формулам (3), (4).

Представим эти формулы в виде

$$A = a \cdot f_1(\delta), \tag{37}$$

$$B = b \cdot f_2(\delta), \tag{38}$$

где $f_1(\delta)$ и $f_2(\delta)$ — функции степени вскрытия пласта, которые рассчитываются по формулам (26) и (27).

Тогда формула (31) приводится к виду

$$Q_{\text{опт.}} = \frac{\Delta}{1-\Delta} \cdot \frac{a}{в} \cdot f(\delta), \tag{39}$$

где $f(\delta)$ определяется по формуле (42).

Теоретическим анализом [7] определено условие выноса мелких фракций песка:

$$\left|\frac{dP}{dx}\right|_{\text{кр.}} = g \cdot (\rho_m - \rho), \tag{40}$$

где ρ и ρ_m — плотность фильтрующейся жидкости и породы.

В уравнение (40) следует ввести силы адгезии, однако попытка дать этим силам количественную оценку не увенчалась успехом. Поэтому критический градиент давления следует несколько увеличить.

Скорость фильтрации начала переноса мелких фракций песка определяется по формуле

$$V_{\text{кр.}} = \frac{\mu}{2 \cdot \beta \cdot \rho \cdot \sqrt{k}} \cdot \left(\sqrt{1 + \alpha \cdot \frac{4 \cdot \beta \cdot \rho \cdot k^{1,5}}{\mu^2} \cdot g \cdot (\rho_m - \rho)} - 1 \right), \tag{41}$$

где α — коэффициент, учитывающий силы адгезии ($\alpha \approx 2$); при псевдоожижении $\alpha \approx 1{,}2$.

Тогда критический дебит эксплуатации скважины без пескопроявления будет

$$Q_{\text{кр.}} = \frac{86{,}4 \cdot \mu \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_c \cdot h \cdot \delta}{2 \cdot \beta \cdot \rho_0 \cdot \sqrt{k}} \times$$

$$\times \left(\sqrt{1 + \alpha \cdot \frac{4 \cdot \beta \cdot \rho_0 \cdot P_{\text{заб.}} \cdot k^{1,5}}{P_0 \cdot \mu^2} \cdot g \cdot (\rho_m - \rho)} - 1 \right). \tag{42}$$

Если принять условие

$$\frac{4 \cdot \beta \cdot \rho \cdot k^{1,5}}{\mu^2} \cdot g \cdot (\rho_m - \rho) << 1,$$

что подтверждается расчетами по Касимовскому месторождению, то уравнение (41) приводится к виду

$$V_{\text{кр.}} = \frac{\alpha \cdot k \cdot g \cdot (\rho_m - \rho)}{\mu}. \tag{43}$$

Полученное выражение соответствует линейному закону фильтрации, что упрощает расчет критического дебита:

$$Q_{\text{кр.}} = \frac{\alpha \cdot k \cdot g \cdot (\rho_m - \rho) \cdot P_{\text{заб.}}}{\mu \cdot P_{\text{ст.}}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_c \cdot h \cdot \delta \cdot 86{,}4. \tag{44}$$

Как видно, по мере снижения пластового давления (соответственно, давления на забое скважины $P_{\text{заб.}}$), критический дебит пропорционально уменьшается, что подтверждается промысловой практикой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по исследованию скважин / Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. — М.: Наука, 1995. — 523 с.

2. Борхович С.Ю., Кудинов В.И., Мирсаетов О.М. Проблемы оптимизации диагностики и регулирования работы эксплуатационных скважин, пути их решения// Вестник Удмуртского университета. — 2002. — № 3. — С. 71—76.

3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учеб. для вузов.— М.: Недра, 1993. — 416 с.

4. Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Газодинамические методы исследований газовых скважин. — М.: Недра, 1970. — 192 с.

5. Алишаев М.Г. и др. Сравнительный анализ относительных фазовых проницаемостей для порового и трещинного коллекторов при слабой гидрофобности внутренней поверхности породы // Нефт. хоз-во. — 2000. — № 12.

6. Васильев В.А., Борхович С.Ю. Фазовая проницаемость при линейном законе фильтрации несмешивающихся жидкостей // Нефтепромысловое дело. — 2001. — № 6. — С. 16—19.

7. Васильев В.А., Борхович С.Ю. Фазовая проницаемость при нелинейном законе фильтрации несмешивающихся жидкостей // Нефтепромысловое дело. — 2001. — № 8. — С. 9—12.

8.. Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой / Василевский В.Н., Галактионова И.К. и др. — М.: ВНИИ, 1969. — 134 с.

9. Дейч М.Е. Техническая гидродинамика. — М.: Энергия, 1974.

10. Васильев В.А., Борхович С.Ю., Дубенко В.Е. Нелинейная фильтрация газа в пористой среде // Сб. науч. тр. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Строительство газовых и газоконденсатных скважин". —М, 1998.— С. 103—110.