НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

OILFIELD ENGINEERING

9.2006

ВНИИОЭНГ

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., Вадецкий Ю.В., 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

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лысенко В.Д. Самыми экономически эффективными мероприятиями при разработке нефтяных местоождений являются гидродинамические исследования скважин 5

Крылова Е.В. Определение возможной нефтеотдачи по горизонтам $Д_0$ и $Д_1$ Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения 8

Соловьева В.Н., Колбунов М.Г. Метод расчета нефтеотдачи массивных залежей нефти в карбонатных коллекторах 17

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Магадов Р.С., Магадова Л.А., Зайцев В.М., Кожабергенов М.М. Кислотная композиция ХИМЕКО ТК-2 для увеличения продуктивности скважин низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождения Узень 21

Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Рогова Т.С, Билинчук А.В. Разработка и испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ для обработки нагнетательных скважин 26

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Мирсаетов О.М., Борхович С.Ю., Повышев К.И. Теоретические и экспериментальные методы обоснования энергосберегающих дебитов высокодебитных скважин 32

Сохошко С.К. Приток к пологому газовому стволу с гравийной набивкой 38

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

© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006

УДК 622.276.346

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ОБОСНОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ДЕБИТОВ ВЫСОКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

О.М. Мирсаетов, С.Ю. Борхович
(УДГУ, г. Ижевск),
К.И. Повышев
(ЦДНГ ОАО "Удмуртнефть")

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 (газа) и оптимизировать закачку рабочих реагентов по скважинам в зависимости от свойств ПЗП.

Одним из основных методов получения достоверной информации о параметрах пласта являются гидродинамические методы исследования (ГДИ) при установившихся режимах работы скважин. Данные ГДИ широко используются на всех этапах разработки месторождения, представляя особую ценность для анализа и регулирования, выбора наиболее рациональной технологии разработки. Несмотря (на первый взгляд) на кажущую простоту, гидродинамические методы 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 ГДИ на установившихся режимах в качестве выходной информации дают только значения проницаемости и скин-фактора. Возникает задача развития и усовершенствования методов ГДИ с тем, чтобы шире их использовать для оптимизации режимов работы скважин и пластов.

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.

Метод установившихся отборов отвечает требованиям проведения исследований скважин в условиях длительной эксплуатации. При обработке результатов ГДИ на установившихся 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:

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

$$\Delta P = AQ + BQ^2, \quad (2)$$

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 определении 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, описанные в существующих инструкциях и работах [1], не отличаются надежностью и в практике применяются редко. 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 ГДИ при установившихся режимах фильтрации для повышения точности интерпретации индикаторных линий и определения параметров ПЗП.

В основу данной 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 сква-

жины по степени и по характеру вскрытия пласта рассчитываются по формулам:

$$A = \frac{\mu \cdot 10^{-2}}{2\pi Kh \cdot 86,4} \cdot (\ln \frac{R_к}{r_с} + C_1 + C_2); \quad (3)$$

$$B = \frac{\beta \cdot \rho_{ст} \cdot 10^{-2}}{\sqrt{K} \cdot (2\pi h)^2 \cdot 86,4} \cdot (\frac{1}{r_с} - \frac{1}{R_к} + C_1' + C_2'), \quad (4)$$

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;
$r_с$ — 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]:

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

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

Формула (5) является приближенной, для уточнения этой формулы (при малых значениях δ) рассмотрим модель по определению коэффициентов несовершенства скважины, представленную в работе [3].

Используем уравнение фильтрации Дарси:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu V}{K}. \quad (7)$$

Скорость фильтрации выразим в виде:

$$V = \frac{Q_0 P_0 TZ}{2\pi h_r T_0 P}. \quad (8)$$

Тогда уравнение (7) примет вид

$$\frac{dP}{dr} = C^* \frac{1}{rh_r P} \quad (9)$$

или

$$PdP = C^* \frac{dr}{rh_r}, \quad (10)$$

где C^* — параметр, не зависящий от координат линий тока,

$$C^* = \frac{\mu Q_0 P_0 TZ}{2\pi K T_0}. \quad (11)$$

Проинтегрируем уравнение (10):

$$\int_{P_с}^{P_к} PdP = C^* \int_{r_с}^{R_к} \frac{dr}{rh_r} \quad (12)$$

или

$$\int_{P_с}^{P_к} PdP = C^* I_1, \quad (13)$$

где

$$I_1 = \int_{r_с}^{R_к} \frac{dr}{rh_r} = \int_{R_2}^{R_к} \frac{dr}{rh} + \int_{R_1}^{R_2} \frac{dr}{rh_r} + \int_{r_с}^{R_1} \frac{dr}{rb}. \quad (14)$$

Здесь h_r — эффективная толщина пласта, зависящая от радиуса фильтрации,

$$h_r = C_1^* + C_2^* r, \quad (15)$$

$$C_1^* = b - R_1 \frac{h-b}{R_2 - R_1}, \quad (16)$$

$$R_1 = ar_с, \; R_2 = h. \quad (17)$$

После интегрирования уравнения (14) получаем

$$I_1 = \frac{1}{h}\left(\ln \frac{R_к}{r_с} + C_1\right), \quad (18)$$

где

$$C_1 = \frac{1}{\delta - \frac{R_1}{h}} \cdot \ln \frac{\delta \cdot h}{R_1} + \frac{1}{\delta} \cdot \ln \frac{R_1}{r_с} - \ln \frac{h}{r_с}, \quad (19)$$

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 ($R_1 = 3r_с$); в открытом стволе или при наличии фильтра $R_1 = r_с$.

Таким образом, коэффициенты C_1 и C_1' рассчитываются по формулам (19) и (6).

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

$$C_2 = \frac{1}{n \cdot R_1^2}; \quad (20)$$

$$C_2' = \frac{1}{3 \cdot n^2 \cdot l^3}, \quad (21)$$

где n — число перфорационных отверстий на 1 п. 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 при наличии фильтра $C_2 = 0$, $C_2' = 0$.

В работе [4] дан подробный обзор формул для расчета коэффициента макрошероховатости l 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 l. 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

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\mu}{K}V+\beta\frac{\rho}{\sqrt{K}}V^2. \qquad (22)$$

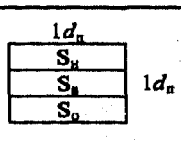
Для решения задачи используем модель гидравлического диаметра. Уравнение одномерного движения жидкости при ламинарном режиме имеет вид

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{2\mu U}{d_г^2}, \qquad (23)$$

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. Далее 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, 4, 5, введем обозначения: $S_н$ — насыщенность потока нефтью (коэффициент нефтенасыщенности); $S_в$ — насыщенность потока подвижной водой (коэффициент водонасыщенности); $S_о$ — насыщенность потока неподвижной водой (коэффициент остаточной водонасыщенности), при этом $S_н + S_в + S_о = 1$; S — коэффициент общей водонасыщенности, $S = S_в + S_о$.

Рассмотрим движение газа. Согласно определению гидравлического диаметра имеем $F = d_п^2 S_н$; $П = d_п(2 + 2S_н)$;

$$d_г = \frac{d_п S_н}{2(1+S_н)}. \qquad (24)$$

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

$$V_н = \frac{U_н}{mS_н}, \qquad (25)$$

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

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\lambda}{8}\cdot\frac{\rho V^2}{d_г}, \qquad (26)$$

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) получаем для нефти [7]

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\lambda}{8}\cdot\frac{\rho_н U_н^2}{m^2\dfrac{S_н^3}{2(1+S_н)}d_п}. \qquad (27)$$

Выделим коэффициент фазовой проницаемости, тогда

$$-\frac{dP}{dx}=\frac{\lambda}{2\sqrt{32}}\cdot\frac{\rho_н U_н^2}{m^{1,5}S_н^{1,5}\sqrt{K_н}}. \qquad (28)$$

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

$$\beta_н=\frac{\beta_0}{S_н^{1,5}}=\frac{\beta_0}{(1-S)^{1,5}}; \qquad (29)$$

$$\beta_в=\frac{\beta_0}{S_в^{1,5}}=\frac{\beta_0}{(S-S_0)^{1,5}}, \qquad (30)$$

где β_0 — абсолютный коэффициент вихревых сопротивлений,

$$\beta_0 = \frac{\lambda}{2\sqrt{32}\cdot m^{1,5}}. \quad (31)$$

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

$$\beta = \frac{\beta_0}{(1-S_0)^{1,5}}. \quad (32)$$

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, известным по результатам геофизических исследований.

Будем считать, что

$$K_н = 1 - S_0. \quad (33)$$

Тогда формула (32) с учетом (31) принимает вид

$$\beta = \frac{\lambda}{2\sqrt{32}m^{1,5}K_н^{1,5}}. \quad (34)$$

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

$$\beta = \frac{0,22}{m^{1,5}K_н^{1,5}}; \quad (35)$$

m — коэффициент пористости;

$K_н$ — коэффициент нефтенасыщенности.

Размерность коэффициентов фильтрационных сопротивлений:

A = МПа^2/(м^3/сут); B = МПа^2/(м^3/сут)^2.

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 определить две неизвестные величины (K и δ).

Обозначим

$$a = \frac{\mu\cdot 10^{-2}}{2\pi\cdot 86,4}\cdot \ln\frac{R_к}{r_с}; \quad (36)$$

$$b = \frac{\beta\cdot\rho_{ст}\cdot 10^{-2}}{4\cdot\pi^2\cdot 86,4}\cdot\left(\frac{1}{r_с}-\frac{1}{R_к}\right); \quad (37)$$

$$f_1(\delta) = 1 + \frac{C_1 + C_2}{\ln\frac{R_к}{r_с}}; \quad (38)$$

$$f_2(\delta) = 1 + \frac{C_1' + C_2'}{\frac{1}{r_с}-\frac{1}{R_к}}. \quad (39)$$

Тогда формулы (3), (4) принимают вид

$$A = \frac{a}{K\cdot h}\cdot f_1(\delta); \quad (40)$$

$$B = \frac{b}{\sqrt{K}\cdot h^2}\cdot f_2(\delta). \quad (41)$$

Рассмотрим два предельных случая:

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

Из совместного решения (40) и (41) получаем

$$f(\delta) = \frac{b^2}{a\cdot h^3}\frac{A_ф}{B_ф^2}, \quad (42)$$

где

$$f(\delta) = f_1(\delta)/f_2^2(\delta); \quad (43)$$

$A_ф$ 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 (43), (38) и (39), определяем степень вскрытия пласта $\delta_ф$. Тогда вскрытая толщина пласта, фактически участвующая в фильтрации, равна

$$h_ф = \delta_ф\cdot h, \quad (44)$$

а фактический коэффициент проницаемости:

$$K_ф = \frac{a}{A_ф\cdot h}\cdot f_1(\delta_ф); \quad (45)$$

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

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

$$h_ф = \sqrt[3]{\frac{b^2}{a}\cdot\frac{A_ф}{B_ф^2}}, \quad (46)$$

а фактический коэффициент проницаемости

$$K_ф = \frac{a}{A_ф\cdot h_ф}. \quad (47)$$

Из формулы (1) следует, что пластовое давление равно забойному давлению при дебите нефти, равном нулю, т. е. давлению на забое остановленной (закры-

той) скважины. В пластах с высокой проницаемостью и малой степенью анизотропии это условие в большинстве случаев выполняется. В условиях значительной анизотропии и низкопроницаемых сред пластовое давление, определенное по давлению на забое остановленной скважины, может быть либо заниженным (недовосстановление), либо завышенным. В этом случае условное пластовое давление определяется по одному из изложенных ниже способов.

1. Строится гидравлическая характеристика пласта в координатах $P_{заб.} - Q$ и методом графической экстраполяции кривой до оси ординат определяется условное пластовое давление $P_{усл.}$. Данные исследования обрабатываются по уравнению для жидкости:

$$P_{усл.} - P_{заб.} = AQ + BQ^2. \qquad (48)$$

2. Используя значение замеренного пластового давления, строят графическую зависимость для жидкости $\Delta P_{пл.} = f(Q)$, и методом графической экстраполяции до оси ординат определяют отрезок C. В дальнейшем при обработке данных исследований используют уравнение

$$P_{пл.} - P_{заб.} = AQ + BQ^2 + C, \qquad (49)$$

при этом условное пластовое давление равно

$$P_{усл.} = P_{пл.} - C \qquad (50)$$

или

$$P_{усл.} = \sqrt{P_{пл.}^2 - C}. \qquad (51)$$

По литературным источникам [8, 9] коэффициент C учитывает недостаточность стабилизации пластового и забойного давлений, а также наличие жидкости на забое скважины. Обычно коэффициент C определяется методом экстраполяции индикаторной линии до оси ординат. Возможны положительные и отрицательные значения этого коэффициента. Анализ обширного материала по исследованию газовых скважин месторождений Северного Кавказа (данные "СевКавНИПИгаза") позволяет выявить несколько причин появления коэффициента C: недостаточная степень стабилизации давления; использование данных по пластовому давлению, полученных при предыдущих исследованиях (нередко годичной давности); использование данных по пластовому давлению, определенных по кривой восстановления давления методам Хорнера (для пластов с низким коэффициентом пьезопроводности).

3. Условное пластовое давление рассчитывается с использованием метода наименьших квадратов.

Решается система линейных уравнений (на ЭВМ по стандартной программе):

$$P_{заб.} = P_{усл.} - AQ_i - BQ_i^2, \qquad (52)$$

где $i = 1, 2, 3, \ldots, n$;

n — число режимных точек, откуда определяются все искомые параметры $P_{усл.}$, A и B.

Метод наименьших квадратов (формализованный по своей сути) сглаживает индикаторную линию, приводит ее к параболическому виду, исключая возможные отклонения за счет различного рода физических процессов (разрушение пласта, прорыв пластовой воды, подключение неработающих интервалов и др.). Поэтому перед расчетом необходимо выявить аномалии и отбраковать режимы на конечных участках индикаторной линии. Расчет по (52), с другой стороны, позволяет оценить степень стабилизации пластового давления при остановке скважины.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B могут быть определены также графоаналитическим методом обработки индикаторной линии. В этом случае при найденном значении условного пластового давления строится графическая зависимость для жидкости $\Delta P_{пл.}/Q = f(Q)$. Отрезок, отсекаемый на оси ординат, дает значение коэффициента A, а тангенс угла наклона прямой линии к оси абсцисс — значение коэффициента B.

Суть метода исследований скважин при стационарных режимах фильтрации заключается в следующем. Сначала устанавливается диафрагма (штуцер) небольшого диаметра. Постепенно увеличивая диаметр диафрагмы, снимают 4-5 точек. Затем диаметр диафрагмы уменьшают до начального, установленного при прямом ходе, и при этом также снимают 4-5 точек в обратном порядке. Однако, как показала практика, этого количества точек обычно недостаточно, для более точного построения индикаторной линии и определения по ней пластового давления необходимо существенно увеличить число режимных точек до 20—25. Это позволит при интерпретации более точно определить значение пластового давления, а следовательно, снизить погрешность при определении коэффициентов фильтрационных сопротивлений, а также параметров ПЗП. Увеличение числа режимных точек также положительно скажется и при интерпретации индикаторных линий с аномалиями, и при определении коэффициента C в уравнении притока.

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]:

$$Q_{\text{опт.}} = \frac{\Delta}{1-\Delta} \cdot \frac{A}{B}, \qquad (53)$$

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

$$A = a \cdot f_1(\delta), \qquad (54)$$

$$B = b \cdot f_2(\delta), \qquad (55)$$

где $f_1(\delta)$ и $f_2(\delta)$ — функции степени вскрытия пласта, которые рассчитываются по формулам (38) и (39).

Тогда формула (53) приводится к виду

$$Q_{\text{опт.}} = \frac{\Delta}{1-\Delta} \cdot \frac{a}{b} \cdot f(\delta), \qquad (56)$$

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

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

$$\left|\frac{dP}{dx}\right|_{\text{кр.}} = g \cdot (\rho_m - \rho), \qquad (57)$$

где ρ и ρ_m — плотность фильтрующейся жидкости и породы.

В уравнение (57) 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

$$V_{\text{кр.}} = \frac{\mu}{2 \cdot \beta \cdot \rho \cdot \sqrt{k}} \cdot \left(\sqrt{1 + \alpha \cdot \frac{4 \cdot \beta \cdot \rho \cdot k^{1,5}}{\mu^2} \cdot g \cdot (\rho_m - \rho)} - 1 \right), \qquad (58)$$

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

Тогда критический дебит эксплуатации скважины без пескопроявления будет (в тыс. н.м^3/сут):

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

$$\times \left(\sqrt{1 + \alpha \cdot \frac{4 \cdot \beta \cdot \rho_0 \cdot P_{\text{заб.}} \cdot k^{1,5}}{P_0 \cdot \mu^2} \cdot g \cdot (\rho_m - \rho)} - 1 \right). \qquad (59)$$

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 (58) приводится к виду

$$V_{\text{кр.}} = \frac{\alpha \cdot k \cdot g \cdot (\rho_m - \rho)}{\mu}. \qquad (60)$$

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

$$Q_{\text{кр.}} = \frac{\alpha \cdot k \cdot g \cdot (\rho_m - \rho) \cdot P_{\text{заб.}}}{\mu \cdot P_{\text{ст.}}} \times$$

$$\times 2 \cdot \pi \cdot r_c \cdot h \cdot \delta \cdot 86{,}4 \text{ тыс.ст.м}^3/\text{сут}. \qquad (61)$$

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: Учебник 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.

УДК 622.276

ПРИТОК К ПОЛОГОМУ ГАЗОВОМУ СТВОЛУ С ГРАВИЙНОЙ НАБИВКОЙ

С.К. Сохошко
(*ООО "ТюменНИИгипрогаз"*)

В настоящее время возрастает интерес к многозабойным скважинам. Приток жидкости к открытым наклонным (пологим) стволам и многозабойным скважинам с открытыми пологими стволами без учета гидравлических сопротивлений в стволах рассматривался в работе [1].

Многозабойные газовые скважины могут иметь стволы с гравийной набивкой в качестве ответвлений от основных пологих стволов (рис. 1). Здесь рассматривается приток к пологому газовому стволу, заполненному гравием с определенной проницаемостью. При этом возникает задача расчета профиля притока к подобному стволу, его длины, угла наклона, проницаемости гравия и т. д.

Будем рассматривать пологий ствол с гравийной набивкой как совершенную по характеру вскрытия пласта пологую скважину, ствол которой заполнен гравием.

Известно, что несовершенная по характеру вскрытия пласта скважина может быть эквивалентна совершенной скважине при условии равенства нулю дополнительного фильтрационного сопротивления C_0, обусловленного перфорационными каналами [2]:

$$C_0 = \frac{1}{h}\left[\ln\frac{4r_c}{l_0} - \frac{æ}{ml_0}\ln(2\pi r_0 m)\right] = 0\,, \qquad (1)$$

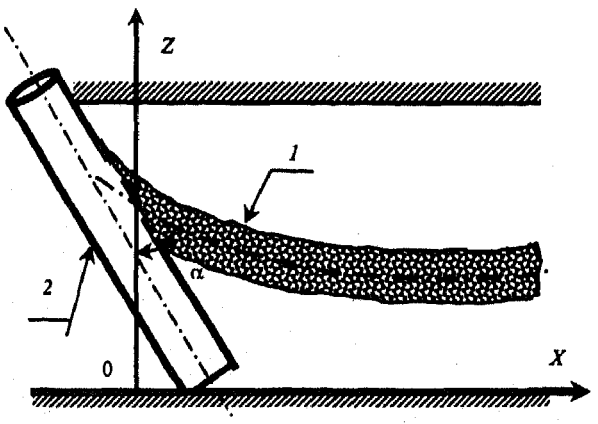


Рис. 1. *Пологий ствол с гравийной набивкой (1) в качестве ответвления от основного пологого ствола (2)*

где $\bar{h}$ — степень вскрытия пласта скважиной;
r_c — радиус скважины;
l_0 — длина перфорационных каналов;
æ — анизотропия;
m — плотность перфорации;
r_0 — радиус перфорационных каналов.

Таким образом, вместо совершенной по характеру вскрытия пласта пологой скважины можно рассматривать несовершенную обсаженную и перфорированную скважину, ствол которой заполнен гравием.

Задавая значения r_c, l_0, æ, r_0 и решая уравнение (1) определяем плотность перфорации m.

Для расчета распределения давления при движении газа по пологому стволу скважины, заполненному гравием, можно воспользоваться уравнением для одномерной нелинейной фильтрации [3]:

$$-\frac{\partial P}{\partial s} = \frac{\mu}{k}\omega + b\rho\omega^2\,, \qquad (2)$$

$$b = \frac{12\cdot 10^{-5}}{m\sqrt{k}}\left(\frac{d_{эф.}}{\sqrt{k}}\right)^2\,, \qquad (3)$$

где s — элемент направления ствола в рассматриваемой его точке;
ω — скорость фильтрации в рассматриваемой точке;
ρ — плотность газа;
μ — вязкость газа;
m — пористость;
k — проницаемость;
$d_{эф.}$ — эффективный диаметр зерен породы.

С учетом того, что ствол скважины расположен под углом α к вертикали, уравнение (2) запишется в виде

$$-\frac{\partial P}{\partial s} = \frac{\mu}{k}\omega + b\rho\omega^2 + \rho g\cos(\alpha)\,. \qquad (4)$$

Уравнение баланса количества газа:

$$M = \rho\omega F m = \text{idem}\,, \qquad (5)$$