УДК 622.276

Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование размера зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе

В.А.КОРОТЕНКО, С.И.ГРАЧЕВ, Н.П.КУШАКОВА✉, С.Ф.МУЛЯВИН

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Как цитировать эту статью: Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование размера зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе / В.А.Коротенко, С.И.Грачев, Н.П.Кушакова, С.Ф.Мулявин // Записки Горного института. 2020. Т. 245. С. 569-581. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9

Аннотация. В работе исследуется влияние градиентов капиллярного давления и коэффициента водонасыщенности на размер зоны двухфазной фильтрации при заводнении низкопроницаемого коллектора. Изменение коэффициента водонасыщенности s в зоне двухфазной фильтрации, связано с изменением давления нагнетаемой в пласт воды, причем закон изменения коэффициента водонасыщенности $s(r, t)$ должен соответствовать изменению давления нагнетания, т.е. описываться теми же функциями, что и функции изменения давления воды, но подчиняться своим граничным условиям. В статье рассмотрены пять вариантов зависимости $s(r, t)$ от времени и координат.

С целью определения влияния сжимаемости пласта и флюидов рассмотрена модель Рапопорта – Лиса для несжимаемых сред с нарушением нижнего предела применимости закона Дарси и изменяющимся во времени радиусом вытеснения нефти водой. При нарушении нижнего предела применимости закона Дарси радиус фронта вытеснения зависит от величины градиента капиллярного давления и функционального задания s . Показано, что радиусы фронта вытеснения содержат коэффициенты, включающие информацию о физических свойствах коллектора и вытесняющего флюида. Проведено сравнение радиусов двухфазной фильтрации для несжимаемого и сжимаемого коллектора.

Даны оценки влияния градиента капиллярного давления и функциональных зависимостей коэффициента водонасыщенности на вытеснение нефти в низкопроницаемых коллекторах.

Установлено, что на размер зоны двухфазной фильтрации и на долю воды в произвольной точке пласта градиент капиллярного давления практически не влияет, существенное влияние оказывают изменение коэффициента водонасыщенности и сжимаемость коллектора.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор; двухфазная фильтрация; радиус фронта вытеснения; градиенты капиллярного давления и коэффициента водонасыщенности; сжимаемость коллектора

Введение. При разработке нефтяных месторождений с воздействием на пласт на границах раздела трех фаз: «твердое тело – нефть», «твердое тело – вытесняющий реагент», «нефть – вытесняющий реагент» – возникают поверхностные натяжения, которые влияют на процессы фильтрации флюидов, формирование остаточных запасов нефти и выбор технологий для их извлечения [1, 6, 8, 11]. Поэтому для описания двухфазной фильтрации в области, охваченной заводнением, необходимо учитывать градиент капиллярного давления, который изменяется по мере насыщения порового пространства вытесняющей жидкостью. В гидрофильных коллекторах градиент капиллярного давления способствует вытеснению нефти, в гидрофобных каналах – препятствует. Если радиусы капиллярных каналов малы, то имеет место нарушение нижнего предела применимости закона Дарси, что характерно для низкопроницаемых прослоев сложнопостроенных коллекторов.

Постановка проблемы. При регулировании процесса разработки нефтяного месторождения с применением заводнения сложной задачей является контроль размеров зоны двухфазной фильтрации. Она имеет неоднозначные решения при эксплуатации низкопроницаемого коллектора. Например, известны экспериментальные зависимости капиллярного давления p_k от коэффициента водонасыщенности s в высоко- и низкопроницаемых гидрофильных и гидрофобных пластах [9]. При аналогичных исследованиях применяется модель Рапопорта – Лиса, учитывающая влияние градиента капиллярного давления на процессы двухфазной фильтрации в рамках выполнения классического закона Дарси.

Для высокопроницаемых пропластков (прослоев) (ВП), в которых радиусы кривизны менисков велики, градиентом капиллярного давления пренебрегают. В низкопроницаемых пропласт-

ках (НП) радиусы поровых каналов в десятки или сотни раз меньше, чем радиусы каналов ВП, радиусы кривизны менисков значительно меньше, следовательно при определенных значениях коэффициентов подвижности нарушается нижний предел применимости закона Дарси. Поскольку капиллярное давление является функцией коэффициента водонасыщенности, зависящего от времени и координат, то выбор и задание функциональной зависимости $s(r, t)$ также влияет на фильтрацию и вытеснение нефти водой. Таким образом, изменение градиента капиллярного давления в зоне двухфазной фильтрации вытеснения нефти водой должно оказывать влияние на распределения давления, насыщенности фаз и, в конечном итоге, на продуктивность скважин и выработку запасов углеводородов.

Методология. В работе [5] на основе анализа величин коэффициентов подвижности k/μ вязкопластичных нефтей (ВПН) и маловязких нефтей в низкопроницаемых коллекторах установлен критерий нарушения нижнего предела применимости закона Дарси. Если $k/\mu < 10$ мД / мПа·с, то уравнение фильтрации соответствует обобщенному закону Дарси:

$$\bar{v}_i = -\frac{k_i}{\mu_i}(\text{grad } p_i - \bar{g}_i), \quad \bar{v}_i > 0 \quad \text{при} \quad \text{grad } p_i > \bar{g}_i, \quad i = 1, 2, \quad \bar{v}_i \geq 0, \quad (1)$$

где $i = 1, 2$ – вода, нефть; v_i – скорости фильтрации фаз; k_i – фазовые проницаемости; μ_i – коэффициенты динамической вязкости; $\text{grad } p_i$ – градиенты давления фаз; $\bar{g}_i$ – начальные градиенты давления.

В работах [1, 5, 11, 14] уравнение фильтрации для ВПН или обобщенный закон Дарси записывается в разных формах. Общее в них следующее: движение жидкости в поровой среде начинается при текущем градиенте давления p , больше некоторого начального значения g .

При фильтрации ВПН начальный градиент давления g отражает внутреннее сопротивление между слоями движущейся высоковязкой жидкости. Для фильтрации жидкостей в низкопроницаемых коллекторах физический смысл начального градиента иной, а именно g соответствует градиенту капиллярного давления, т.е. учитывает поверхностные явления на границах раздела фаз. Влияние начального градиента при вытеснении газа водой в низкопроницаемых коллекторах рассматривается в работе [12].

В монографии В.А.Иванова, В.Г.Храмовой, Д.О.Диярова «Структура порового пространства коллекторов нефти и газа» (1974) приводится классификация поровых каналов в зависимости от их размеров и механизма массопереноса. При изучении процессов физической адсорбции, некоторых вопросов диффузии и перемешивания необходима подробная характеристика внутреннего строения в области микропор и ультрамикропор.

Макропоровые капиллярные каналы представляют наибольший интерес при изучении процессов вытеснения нефти водой и водными растворами. Действительно, радиус молекулы воды равен $r_b \approx 2 \cdot 10^{-6}$ мм $\ll r_k$. В микропоровых и ультрамикропоровых прослоях радиус молекулы воды соизмерим или меньше радиусов канала, имеют место диффузионные процессы, требующие дополнительных исследований, которые в данной статье не рассматриваются.

Величина капиллярного давления определяется формулой:

$$p_k = 2 \frac{\sigma \cos \theta}{r_k}, \quad (2)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе раздела жидких фаз; θ – угол смачивания; r_k – радиус порового канала [7]. С уменьшением r_k , а следовательно и проницаемости, капиллярное давление увеличивается.

В монографии Ю.Я.Большакова «Теория капиллярности нефтегазонакопления» (1997) посредством обработки экспериментальных данных получена приближенная формула зависимости капиллярного давления от абсолютной проницаемости

$$p_k = 5,2 \cdot 10^{-2} \left(\frac{1}{k} \right)^{0,49} \approx \frac{5,2 \cdot 10^{-2}}{\sqrt{k}}, \quad (3)$$

где p_k – капиллярное давление, МПа; k – коэффициент абсолютной проницаемости, мД. С уменьшением проницаемости капиллярное давление возрастает.

Для решения задач вытеснения нефти водой в подземной гидродинамике используются экспериментальные зависимости:

$$p_k = p_k(s) \quad \text{или} \quad p_k = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} J(s), \quad (4)$$

где m – коэффициент пористости; s – коэффициент водонасыщенности; $J(s)$ – функция Леверетта.

С увеличением s капиллярное давление убывает. Для гидрофильных коллекторов (пропитка) и гидрофобных (дренирование) качественные зависимости капиллярного давления от водонасыщенности приведены в работах [7, 9].

Формулы (2) и (3) отражают статическую зависимость p_k от проницаемости и характерных размеров поровых каналов. Уравнения (4) позволяют учитывать зависимость p_k от коэффициента водонасыщенности s , величина которого уменьшается по мере увеличения доли воды в коллекторе в процессе разработки. Распределение коэффициента водонасыщенности в области двухфазной фильтрации является необходимым условием для расчета технологических показателей разработки.

При выполнении закона Дарси существует несколько моделей, учитывающих влияние капиллярного давления. Для несжимаемых сред это модель Рапопорта – Лиса, в которой получено дифференциальное уравнение для определения коэффициента водонасыщенности. Для исследования сжимаемых сред предложена модель В.Н.Николаевского, К.С.Басниева, А.Т.Горбунова [1, 3, 10], состоящая из двух дифференциальных уравнений и соотношения, содержащего зависимость между давлением и коэффициентом водонасыщенности (замыкающее уравнение), которое получено из условия сохранения массы одной фазы в элементарном объеме.

Результаты исследования. Градиент капиллярного давления для плоскорадиальной фильтрации

$$g(r, t) = \frac{\partial p_k(r, t)}{\partial r} = \frac{\partial p_k}{\partial s} \frac{\partial s}{\partial r} = Dp_k \frac{\partial s}{\partial r}, \quad (5)$$

где r – координата; t – время; Dp_k – производная капиллярного давления по s ; $\frac{\partial s}{\partial r}$ – градиент коэффициента водонасыщенности.

Следовательно, для построенной по лабораторным исследованиям функции $p_k(s)$ и известной зависимости коэффициента водонасыщенности $s(r, t)$ можно определить величину градиента капиллярного давления. Это выполняется как для гидрофильных, так и для гидрофобных коллекторов. Влияние постоянного начального градиента давления на фильтрацию маловязких жидкостей в низкопроницаемых разностях рассмотрено в работе [5]. В настоящей статье исследуются зависимости градиента капиллярного давления от времени и координат.

Подробные исследования физических свойств пластов ЮС₂-ЮС₄ Северо-Чупальского месторождения были проведены В.В.Семеновым, И.Б.Ратниковым и др. в 2013 г. Построены зависимости капиллярного давления $p_k = f(s_v)$ от коэффициента водонасыщенности (4) методом центрифугирования. Связь между капиллярным давлением и структурой порового пространства определяется с учетом свойств породы и флюида по формуле Лапласа (2). Эксперименты по определению фазовых проницаемостей проводились в соответствии с положениями отраслевых стандартов (ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации). Исследован 281 образец керна, отобранного в скважине 226. Породы представлены мелкозернистыми и крупнозернистыми алевролитами, переслоениями алевролитов с аргиллитами, средне- и мелкозернистыми песчаниками. Суммарная толщина пластов составляет 32 м. Коэффициенты проницаемости определялись ультрацентрифугированным и мембранным методами. Абсолютная проницаемость образцов изменялась в пределах 0,1-11,2 мД. Коэффициенты: открытой пористости изменялся от 0,07 до 0,18; остаточной водонасыщенности – от 0,35 до 0,61.

Типичная зависимость $p_k(s)$ для низкопроницаемых разностей от коэффициента водонасыщенности $s(r, t)$ приведены на рис.1, а.

Рис.1. Зависимость капиллярного давления от коэффициента водонасыщенности образца 34766-14 (а) и схема изменения коэффициента водонасыщенности при вытеснении нефти водой в зоне двухфазной фильтрации (б)

$s_{00} \approx 0,4$ – коэффициент остаточной водонасыщенности; $s^{**} \approx 0,8$ – коэффициент предельной водонасыщенности; $s_0 \approx 0,627$ – коэффициент водонасыщенности, соответствующий началу двухфазной фильтрации; $s^* \approx 0,749$ – коэффициент водонасыщенности при котором двухфазная фильтрация прекращается; r_c – радиус скважины; $\rho(t)$ – радиус зоны двухфазной фильтрации

Коэффициент водонасыщенности в зоне двухфазной фильтрации зависит от изменения давления нагнетаемой в пласт воды и должен удовлетворять следующим условиям. Для $r = r_c$ коэффициент водонасыщенности равен $s(r_c) = s^*$. На фронте вытеснения при $r = \rho(t)$ соответственно $s(\rho(t)) = s_0$. В интервале $r_c \leq r \leq \rho(t)$ коэффициент водонасыщенности $s(r, t)$ есть убывающая функция, производная $\frac{\partial s}{\partial r} < 0$. Давление нагнетаемой в пласт воды $p(r, t)$ также убывает от мак-

симальной величины на забое нагнетательной скважины до начального пластового давления на фронте вытеснения. Следовательно, закон изменения $s(r, t)$ должен соответствовать изменению давления нагнетания, то есть для плоскорадиальной фильтрации описываться теми же функциями $r / \rho(t)$, $\ln(r / \rho(t))$, что и функция изменения давления воды, но $s(r, t)$ должна удовлетворять своим граничным условиям. Зависимость $s(r, t)$ или $s(\Delta p)$ является замыкающим уравнением при описании процессов двухфазной фильтрации. Таким образом, градиент капиллярного давления (5) зависит от выбранной функциональной зависимости коэффициента водонасыщенности в зоне двухфазной фильтрации.

В работе [5] показано, что для гидрофильных коллекторов нижний предел применимости закона Дарси нарушается, если $k_b / \mu_b \leq 10$ мД/мПа·с. Здесь $k_b = k k_b^*$ – фазовая проницаемость коллектора по воде; k – абсолютная проницаемость; $k_b^*(s)$ – относительная фазовая проницаемость (ОФП) по воде.

Нижний предел применимости закона Дарси равен величине коэффициента подвижности 10 мД/мПа·с [5]. Пусть $k = 20$ мД, $\mu_b = 1$ мПа·с, максимально значение k_b^* равно 0,4. Тогда $k_b / \mu_b = 20 \cdot 0,4 / 1 = 8$ мД/мПа·с, следовательно имеет место нарушение закона Дарси. Соответственно, в области дренирования нефти (ЧНЗ) при $s = s_0$ и максимальном значении $k_h^* = 0,7$, $\mu_h = 1,5$ мПа·с имеем $k_h / \mu_h = 20 \cdot 0,7 / 1,5 = 9,3$ мД/мПа·с – т.е. нарушается нижний предел применимости закона Дарси. Зона двухфазной фильтрации соответствует отличным от нуля изменениям коэффициентов относительных фазовых проницаемостей.

На рис.2 изображены результаты зависимости $k_b^*(s)$ от коэффициента водонасыщенности для образца 34766-14. Зона двухфазной фильтрации соответствует изменению коэффициента водонасыщенности от $s_0 = 0,627$ до $s^* = 0,749$.

Рассмотрим вытеснение нефти водой с учетом градиента капиллярного давления, начало координат совместим с забоем нагнетательной скважины. Для решения поставленной задачи воспользуемся уравнениями движения (1) и неразрывности

$$\frac{\partial(m\rho_i s_i)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_i v_i) = 0, \quad (6)$$

где индекс $i = 1$ относится к воде, индекс $i = 2$ – к нефти, m – коэффициент пористости; ρ_1, ρ_2 – плотности воды и нефти. Для определения переменного радиуса фронта вытеснения используем метод интегральных соотношений Баренблатта [15].

Вариант 1. Рассмотрим модель Рапопорта – Лиса. Коллектор и жидкости несжимаемы, плотности жидкостей ρ_i и коэффициент пористости m считаются постоянными.

В работе [5] распределение коэффициента водонасыщенности для плоскорадиальной фильтрации в виде:

$$s = s_0 + \Delta s \frac{f_1(r, t)}{f_{1c}(t)}, \quad f_1(r, t) = 1 - \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^n + n \ln \frac{r}{\rho(t)} \leq 0; \quad (7)$$

$$f_{1c}(r_c, t) = 1 - \left(\frac{r_c}{\rho(t)} \right)^n + n \ln \frac{r_c}{\rho(t)} \leq 0; \quad \frac{\partial s}{\partial r} = \frac{n \Delta s}{r f_{1c}} \left(1 - \frac{r^n}{\rho(t)^n} \right),$$

где n – числовой параметр.

Для вывода уравнения насыщенности подставим формулу (1) в уравнение неразрывности (6). После преобразований получим дифференциальное уравнение для определения водонасыщенности при плоскорадиальной фильтрации

$$\frac{\partial s}{\partial t} = - \frac{k_0}{m_0 \mu_0} \frac{1}{r} \left\{ q_1 F - \frac{k_1^* r}{\mu_1 \mu_0} [(1 + \mu_0)(1 + F)g_1 - (1 - F)g_2] \right\}, \quad (8)$$

где s – коэффициент водонасыщенности; k_0, m_0 – коэффициенты абсолютной проницаемости и открытой пористости; $\mu_0 = \mu_1 / \mu_2$, μ_1 и μ_2 – коэффициенты динамической вязкости; q_1 – темп добычи при плоскорадиальной фильтрации для заданного дебита; $k_1^*(s)$ – коэффициент относительной фазовой проницаемости по воде; g_1, g_2 – градиенты капиллярного давления при вытеснении нефти водой (пропитка) и фильтрации нефти (дренирование); F – функция Бакли – Леверетта,

$$F = \frac{k_1^*}{k_1^* + \mu_0 k_2^*}; \quad q_1 = \frac{Q(t)}{2\pi h}; \quad \frac{\partial p_2}{\partial r} = \frac{\partial p_1}{\partial r} - g_1; \quad (9)$$

$$\frac{\partial p_1}{\partial r} = \left[\frac{\nu \mu_1}{k_0(k_1^* + \mu_0 k_2^*)} + g_1(2F - 1) + g_2(1 - F) \right]; \quad \nu(t) = \frac{Q(t)}{2\pi h r},$$

h – толщина пласта; $\nu(t) = \nu_1(t) + \nu_2(t)$ – суммарная скорость фильтрации; $\nu_1(t)$ – скорость фильтрации воды; $\nu_2(t)$ – скорость фильтрации нефти; $Q(t) = Q_1(t) + Q_2(t)$ – объемные скорости фильтрации жидкости, воды и нефти соответственно. При $t = 0$ $Q = Q_0$ и равна приемистости нагнетательной скважины.

По мере удаления от забоя нагнетательной скважины коэффициент водонасыщенности убывает, при постоянной приемистости – режим жесткий, упруговодонапорный – на фронте вытеснения для $s = s_0, r = \rho(t)$ следует, что $Q_0 = Q_2$.

Проинтегрируем уравнение (8) по $r \in [r_c, \rho(t)]$, в результате получим дифференциальное уравнение для определения радиуса зоны двухфазной фильтрации

$$-\frac{\Delta s m_0 n^2}{4(n+2)} \frac{d}{dt} \left(\frac{\rho(t)^2}{f_{1c}(t)} \right) = q_1 - \frac{2(1 + \mu_0)k_0 k_m^*}{\mu_0 \mu_{10}} r_c g_c. \quad (10)$$

Рис.2. Зависимости ОФП от коэффициента водонасыщенности образца 34766-14
1 – функция Леверетта $J(s)$; 2 – $k_a^*(s)$

При определении правой части учтено, что при $r = \rho(t)$ коэффициент водонасыщенности равен $s = s_0$, следовательно $k_1^*(s_0) = F(s_0) = 0$. Для $r = r_c$ коэффициент водонасыщенности равен $s = s^*$, следовательно $k_1^*(s^*) = k_m^*$ – максимальному значению, $F(s^*) = 1$, $g_1(s^*) = g_c$ принимают значения на границе зоны фильтрации.

После интегрирования уравнения (10), получим формулу для определения радиуса зоны двухфазной фильтрации для несжимаемого коллектора

$$\rho(t) = \sqrt{r_c^2 - \frac{4(n+2)}{n^2 m_0 \Delta s} f_{1c}(t) \left(\int_0^t q_1(t) dt - \frac{2(1+\mu_0)r_c k_0 k_m^* g_{c1}}{\mu_0 \mu_{10}} t \right)}. \quad (11)$$

Градиент капиллярного давления g определяется из формул (5) и (7):

$$g_1(r, t) = Dp_k \frac{\Delta s n}{r f_{1c}(r_c t)} \left(1 - \frac{r^n}{\rho(t)^n} \right); \quad g_1(r_c, t) = g_{c1} = \frac{\partial p_k(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = Dp_{kc} \frac{n \Delta s}{r_c f_{1c}}; \quad g_{10}(\rho(t), t) = 0. \quad (12)$$

В трансцендентном уравнении (11) функция $f_{1c}(r_c, \rho(t)) < 0$ для всех значений аргументов. Уравнение (11) решается итерационным методом. Для ограниченных областей плоскорадиальной фильтрации $\rho(t) \leq R$ и постоянного значения q_1 получим приближенную формулу для определения радиуса зоны двухфазной фильтрации

$$\rho(t) = \sqrt{r_c^2 - \frac{4(n+2)}{n^2 m_0 \Delta s} f_{1c}(R) \left(q_1 - \frac{2(1+\mu_0)r_c k_0 k_m^* g_{c1}}{\mu_0 \mu_{10}} \right) t}.$$

Условием продвижения фронта вытеснения – существования двухфазной фильтрации в низкопроницаемых несжимаемых коллекторах – являются неравенства:

$$q_1 > \frac{2(1+\mu_0)r_c k_0 k_m^* g_{c1}}{\mu_0 \mu_{10}}; \quad Q > \frac{4\pi h(1+\mu_0)r_c k_0 k_m^* g_{c1}}{\mu_0 \mu_{10}}.$$

Рассмотрим, как влияет нарушение применимости нижнего предела закона Дарси на фильтрацию сжимаемых флюидов в низкопроницаемых коллекторах от способов выбора функции коэффициента водонасыщенности $s(r, t)$.

Опуская индекс 1 для вытесняющей жидкости (воды), реологические уравнения зависимости плотности флюида, коэффициентов пористости, проницаемости и динамической вязкости от давления зададим в виде:

$$\rho_1 = \rho_{10} \exp(\alpha_\rho \Delta p); \quad m = m_0 \exp(\alpha_m \Delta p); \quad k = k_0 \exp(\alpha_k \Delta p); \quad \mu_1 = \mu_{10} \exp(\alpha_\mu \Delta p), \quad (13)$$

где α_ρ , α_m , α_k , α_μ – коэффициенты, характеризующие зависимости плотности, пористости, проницаемости и вязкости от изменения давления, репрессии Δp .

После подстановки (13) и уравнения движения (1) в уравнение неразрывности воды (6) для плоскорадиальной фильтрации получим

$$m_0 \rho_{10} \frac{\partial (s \exp(\alpha_1 \Delta p))}{\partial t} = \rho_{10} \frac{k_0}{\mu_{01}} \frac{1}{r} \frac{\partial (r \Phi_2)}{\partial r}; \quad \Phi_2 = \exp(\alpha_2 \Delta p) k_1^*(s) \left(\frac{\partial p}{\partial r} + g \right); \quad (14)$$

$$\alpha_1 = \alpha_\rho + \alpha_m; \quad \alpha_2 = \alpha_\rho + \alpha_k - \alpha_\mu.$$

Учитывая, что $\alpha_2 \Delta p \ll 1$, получим, что функция $\Phi_2 \approx k_1^*(s) \left(\frac{\partial p}{\partial r} + g \right)$.

Распределение давления ищем в виде:

$$p(r, t) = a_0 + a \ln \frac{r}{\rho(t)} + a_n \frac{r^n}{\rho^n(t)}.$$

Зададим следующие краевые условия:

$$p(0,t) = p(\rho(t)) = p_0; \quad \left. \frac{\partial p(t)}{\partial r} \right|_{r=\rho(t)} = -g_0, \quad (15)$$

где g_0 – градиент капиллярного давления на фронте вытеснения.

Из условий (15) получим, что распределение давления

$$p(r,t) = p_0 + a \ln \frac{r}{\rho(t)} + \frac{1}{n} (a + g_0 \rho) \left(1 - \frac{r^n}{\rho^n(t)} \right),$$

$$\Delta p = a \ln \frac{r}{\rho(t)} + \frac{1}{n} (a + g_0 \rho) \left(1 - \frac{r^n}{\rho^n(t)} \right). \quad (16)$$

Коэффициент a определяется из третьего граничного условия, заданного на забое нагнетательной скважины.

Для заданной приемистости Q на забое нагнетательной скважины выполняется следующее условие:

$$r_c \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r_c} = a = -(q + g_c r_c); \quad q = \frac{Q}{2\pi \varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{k_0 k_m^* h}{\mu_{10}}, \quad (17)$$

где ε – коэффициент гидропроводности на забое нагнетательной скважины; k_m^* – максимальное значение ОФП по воде; h – толщина пласта; g_c – градиент капиллярного давления на забое скважины. После подстановки выражений (16), (17) в уравнение (14) и интегрирования правой части получим уравнение для определения радиуса фронта вытеснения

$$\int_{r_c}^{\rho(t)} r \frac{\partial}{\partial t} [s \exp(\alpha_1 \Delta p)] dr = \frac{k_0 k_m^*}{m_0 \mu_{10}} q. \quad (18)$$

Таким образом, для определения $\rho(t)$ необходимо задать реологические уравнения и замыкающее уравнение $s(r,t)$. Рассмотрим следующие варианты.

Вариант 2. Представим реологические уравнения (13) и уравнение (7) в виде:

$$\rho_1 = \rho_{10} (1 + \alpha_\rho \Delta p); \quad m = m_0 (1 + \alpha_\rho \Delta p); \quad k = k_0 (1 + \alpha_k \Delta p); \quad \mu = \mu_{10} (1 + \alpha_\mu \Delta p);$$

$$s = s_0 (1 + \alpha_{s2} f_1(r,t)); \quad \alpha_{s2} = \frac{\Delta s}{s_0 f_{1c}(r_c, t)}. \quad (13.1)$$

В интервале $r \in [r_c, \rho(t)]$ модуль параметра α_{s2} не превышает 0,02.

Подставим выражение (13.1) и (16) в левую часть уравнения (18), применяя правило Лейбница после интегрирования, получим дифференциальное уравнение

$$\frac{d}{dt} \left\{ \alpha_1 g_0 \rho^3 + \left[\alpha_1 n (q + g_c r_c) - \frac{n^2 \alpha_{2s}}{4(n+2) f_{1c}} \right] \rho^2 \right\} = \frac{k_0 k_m^*}{m_0 \mu_{10}} q.$$

Учитывая условия (12) после интегрирования, для постоянного дебита получим трансцендентное уравнение, решаемое методом итераций:

$$\rho(t) = \sqrt{r_c^2 + \chi_2 q t}; \quad \chi_2 = \frac{k_0 k_m^*}{m_0 \mu_{10} s_0 \left[\alpha_1 n (q + g_c r_c) - \frac{n^2 \alpha_{2s}}{4(n+2) f_{1c}(r_c, \rho(t))} \right]}. \quad (19)$$

Радиус фронта вытеснения пропорционален корню квадратному от времени, зависит от приемистости, коэффициентов сжимаемости и подчиняется заданному закону изменения коэф-

фициента водонасыщенности. Если, как и в варианте 1, в параметре χ_2 заменить $\rho(t)$ на границу области фильтрации R , то получим приближенное уравнение.

Вариант 3. В отличие от зависимости коэффициента водонасыщенности от Δp , рассмотренной в работах [2, 10], учитывая (16), представим замыкающее уравнение в виде:

$$s = s_0 \exp(\alpha_{3s} f_3); \quad f_3(r, t) = \frac{1}{n} (a + g_0 \rho(t)) \left(1 - \frac{r^n}{\rho(t)^n} \right) + a \ln \frac{r}{\rho(t)}; \quad \alpha_{3s} = \frac{1}{f_{3s}} \ln \frac{s^*}{s_0};$$

$$f_{3c}(r_c, t) = \frac{1}{n} (a + g_0 \rho(t)) \left(1 - \frac{r_c^n}{\rho(t)^n} \right) + a \ln \left(\frac{r_c}{\rho(t)} \right); \quad \frac{\partial s}{\partial r} = \frac{\alpha_{3s} s}{r} \left[a - (a + g_0 \rho) \frac{r^n}{\rho^n} \right].$$

Градиент капиллярного давления в этом случае

$$g(r, t) = Dp_k \frac{\alpha_{3s} s}{r} \left[a - (a + g_0 \rho) \frac{r^n}{\rho^n} \right]. \quad (21)$$

При $r \rightarrow \infty$ и $r = \rho(t)$ следует, что $g(r, t) \rightarrow 0$. Следовательно, на фронте вытеснения при $s = s_0$ принимаем $g_0 = 0$. Для $r = r_c$ и $s = s^*$ градиент капиллярного давления $g(r_c, t) = g_c$. Из выражений (20) и (21) получим

$$g_c(\rho) r_c = \frac{q}{2} \left(\sqrt{1 + \frac{4B}{q^2}} - 1 \right); \quad B = \frac{s^* q Dp_k \ln \frac{s^*}{s_0}}{\ln \frac{r_c}{\rho(t)} + \frac{1}{n}}, \quad (22)$$

где B – вспомогательное обозначение для упрощения записи формулы.

Подставляя формулы (20) и (22) в уравнение (18), полагая q постоянной величиной, после интегрирования получим формулу

$$\rho(t) = \sqrt{r_c^2 + \left(\frac{4(n+2)}{(n+4)} \right) \frac{q}{[\alpha_1 + \alpha_{3s}(\rho)] [q + g_c(\rho) r_c]} \chi_3 t}; \quad \chi_3 = \frac{k_0 k_m^*}{\mu_{10} m_0}. \quad (23)$$

Для определения радиуса фронта вытеснения получим систему уравнений (20), (22), (23), решаемую методом итераций. Для решения системы уравнений достаточно трех итераций.

В отличие от первых двух вариантов, функции $f_3(r, \rho(t))$ и $f_{3c}(r, \rho(t))$ зависят от заданных граничных условий функции давления. Зависимость функции $s(r, t)$ от давления усложняет определение градиентов капиллярного давления.

Вариант 4. В отличие от варианта 2 зависимость $s(r, t)$ примем в виде:

$$s = s_0 \exp(\alpha_{4s} f_4); \quad \alpha_{4s} = \frac{1}{f_{4c}} \ln \frac{s^*}{s_0}, \quad (24)$$

где $f_4(r, t)$ и $f_{4c}(t) = f_4(r_c, t)$ функции, которые, в отличие от (7), зададим в виде:

$$f_4(r, t) = 1 - \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^n + \ln \frac{r}{\rho(t)} \leq 0; \quad \frac{\partial f_4}{\partial r} = \frac{1}{r} \left(1 - n \frac{r^n}{\rho^n} \right);$$

$$f_{4c}(r_c, t) = 1 - \left(\frac{r_c}{\rho(t)} \right)^n + \ln \frac{r_c}{\rho(t)} \leq 0; \quad \frac{\partial s}{\partial r} = \frac{\alpha_{4s} s}{r} \left(1 - n \frac{r^n}{\rho^n} \right).$$

Градиент капиллярного давления будет равен

$$g(r, t) = Dp_k \frac{\alpha_{4s} s}{r} \left(1 - n \frac{r^n}{\rho^n} \right). \quad (25)$$

При $r = r_c$ градиент капиллярного давления равен

$$g_c = g(r_c, t) = Dp_{kc} \frac{\alpha_{4s} s^*}{r_c}. \quad (26)$$

На фронте вытеснения

$$g_0 = g(\rho(t)) = \left. \frac{\partial p_k}{\partial s} \right|_{s_0} \frac{\alpha_{4s} s_0}{\rho} (1-n) = Dp_{k0} \frac{\alpha_{4s} s_0}{\rho} (1-n).$$

Уравнение (18) примет вид:

$$\frac{1}{4(n+2)} \frac{d}{dt} \{ 2g_0 \rho^3 \alpha_1 + \rho^2 [\alpha_1 n(q + g_c r_c) + \alpha_{4s}(n-2)] \} = \frac{k_0 k_{\max}^*}{\mu_{10}} q; \quad \alpha_1 = \alpha_p + \alpha_m. \quad (27)$$

Подставляя g_0 после интегрирования и вводя обозначения A , получим квадратное уравнение для определения $\rho(t)$:

$$\frac{d(A\rho^2)}{dt} = 4(n+2) \frac{k_0 k_{\max}^*}{\mu_{10}} q; \quad (28)$$

$$A = 2Dp_{k0} s_0 \alpha_{4s} \alpha_1 (1-n) + \alpha_1 n(q + g_c r_c) + (n-2) \alpha_{4s}, \quad Dp_{k0} = \left. \frac{\partial p_k}{\partial s} \right|_{s=s_0},$$

откуда

$$\rho = \sqrt{r_c^2 + 4(n+2) \chi_4 \int_0^t q dt}, \quad \chi_4 = \frac{1}{A}.$$

Для постоянного q получим

$$\rho(t) = \sqrt{r_c^2 + 4(n+2) \frac{k_0 k_{\max}^*}{\mu_{10}} \chi_4 q t} = \sqrt{r_c^2 + 4(n+2) \frac{Q}{2\pi h} \chi_4 t}. \quad (29)$$

Здесь безразмерный параметр $\chi_4 > 0$ учитывает сжимаемость сред и зависит от градиента капиллярного давления.

Вариант 5. В работе [5] градиент капиллярного давления g принят постоянным, изменение коэффициента водонасыщенности не учитывалось. Поэтому формулу (5) запишем в следующей форме:

$$g = \frac{\Delta p_k s_{cp}}{\Delta s(R-r)_c}, \quad s_{cp} = \frac{s_0 + s^*}{2}, \quad \frac{\partial p_k}{\partial s} = \frac{\Delta p_k}{\Delta s}, \quad \Delta p_k = p_{k0} - p_{k^*}. \quad (30)$$

Это выполняется для линейной зависимости $p_k(s)$ и среднего значения функции s_{cp} , p_{k0} и p_{k^*} — значения капиллярного давления в точках s_0 и s^* .

Подставляя (30) в уравнение (18) после интегрирования и преобразований, получим кубическое уравнение

$$g\rho^3(t) + n(q + g r_c)\rho^2(t) = \frac{k_0 k_m^*}{\alpha_1 m_0 \mu_{10} s_{cp}} q t; \quad r_c \leq \rho(t) \leq R, \quad (31)$$

откуда

$$\rho(t) = \sqrt[3]{\left[r_c + \frac{A}{3}\right]^3 + Bt - \frac{A}{3}}, \quad A = \frac{n(q + g r_c)}{g}; \quad B = \frac{Q}{2\pi h m_0 g \alpha_1 s_{cp}}. \quad (32)$$

Если положить $g = 0$, то из (31) получим квадратное уравнение, откуда

$$\rho(t) = \sqrt{r_c^2 + \frac{1}{n} \chi_s t}; \quad \chi_s = \frac{k_o k_m^*}{\alpha_1 \mu_{10} m_0 s_{cp}}. \quad (33)$$

В пяти рассмотренных вариантах радиусы зоны двухфазной фильтрации вытеснения зависят от градиента капиллярного давления и градиента водонасыщенности. Для расчетов следует найти производную капиллярного давления по s на границах зоны двухфазной фильтрации из рис.1 и воспользоваться соответствующим замыкающим уравнением.

Составим сводную таблицу зависимостей $s(r, t)$ и их производных для пяти рассмотренных вариантов (табл.1).

Таблица 1

**Коэффициенты водонасыщенности $s(r, t)$
и градиенты водонасыщенности вариантов 1-5**

Вариант	Параметры	
	s, α_{is}	$\partial s / \partial r$
1	$s = s_0 + \Delta s \frac{f_1(r, t)}{f_{1c}(t)}$	$\frac{\partial s}{\partial r} = \frac{n \Delta s}{r f_{1c}} \left(1 - \frac{r^n}{\rho(t)^n} \right)$
2	$s = s_0 (1 + \alpha_{s2} f_1(r, t)); \alpha_{s2} = \frac{\Delta s}{s_0 f_{1c}(r_c, t)}$	$\frac{\partial s}{\partial r} = \frac{n \Delta s}{r f_{1c}} \left(1 - \frac{r^n}{\rho(t)^n} \right)$
3	$s = s_0 \exp(\alpha_{3s} f_3); \alpha_{3s} = \frac{1}{f_{3c}} \ln \frac{s^*}{s_0}$	$\frac{\partial s}{\partial r} = \frac{\alpha_{3s} s}{r} \left(1 - \frac{r^n}{\rho^n} \right)$
4	$s = s_0 \exp(\alpha_{4s} f_4); \alpha_{4s} = \frac{1}{f_{4c}} \ln \frac{s^*}{s_0}$	$\frac{\partial s}{\partial r} = \frac{\alpha_{4s} s}{r} \left(1 - n \frac{r^n}{\rho^n} \right)$
5	$s_{cp} = \frac{s_0 + s^*}{2}$	$\frac{\partial s}{\partial r} = \frac{s_{cp}}{(R - r_c)}$

В вариантах 1, 2, 4 замыкающие уравнения $s(r, t)$ получены с использованием тех же функций, что и функции изменения давления воды, но подчиняются своим граничным условиям. В варианте 3 функции f_3, f_{3c} зависят от давления нагнетания, которое, в свою очередь, зависит от приемистости скважины – параметра $a = -q - g_c r_c$. В варианте 5 градиент водонасыщенности определен как отношение среднего значения водонасыщенности к величине зоны фильтрации.

Для определения зоны двухфазной фильтрации рассмотрим изменения радиусов фронта вытеснения $\rho(t)$, определенных в вариантах 1-5, от времени.

Пример. Дано: $h = 15$ м; $Q = 20$ м³ / сут; $r_c = 0,1$ м; $k_0 = 2,1$ мД; $k_m^* = 0,05$; $\mu_{10} = 0,305$ мПа·с; $\mu_{20} = 1,53$ мПа·с; $m_0 = 0,16$; $\alpha_1 = 2 \cdot 10^{-9}$ 1 / Па; $R = 2000$ м; $s_0 = 0,627$; $s^* = 0,749$; $Dp_{kc} = -0,215$ МПа; $Dp_{k0} = -0,254$ МПа; $p_{ks0} = 0,067$ МПа; $p_{ks}^* = 0,034$ МПа.

В табл.2 приведены результаты расчетов радиусов фронта вытеснения по вариантам формул.

Таблица 2

Определение радиуса $\rho(t)$ по формулам (11), (19), (23), (29), (32), (33) для $n = 1, 2$

$t, \text{сут}$	$\rho(t), \text{м}$					
	(11)	(19)	(23)	(29)	(32)	(33)
1	23	10	7	7	0,11	11
50	197	72	59	56	0,51	75
100	287	103	85	80	0,93	106
200	416	146	123	116	1,75	150
365	574	197	169	158	3,11	203
730	830	280	243	228	6,13	287

Для одного и того же момента времени радиус фронта вытеснения несжимаемой среды (11) в несколько раз превышает значения, соответствующие величине сжимаемых коллекторов, в которых учитывается закон изменения коэффициента водонасыщенности (19), (23), (29). Так для $t = 200$ сут $\rho(t)$ несжимаемого коллектора в 3-3,5 раза больше радиуса сжимаемых коллекторов. Если градиент капиллярного давления и коэффициент водонасыщенности постоянны, то при $g = \text{const}$ из (32) следует, что распространение зоны двухфазной фильтрации происходит гораздо медленнее. Установлено, что для фиксированного значения времени при $n < 1$ значения радиусов увеличиваются, а для $n > 1$ – уменьшаются. Параметр n определяется из сравнения фактических и расчетных показателей. Если положить $g = 0$, то значения радиусов практически не изменятся, за исключением варианта 5 формулы (33), в которой радиус определяется из квадратного уравнения и по своим значениям сравним с радиусом варианта 2 формулы (19). Следовательно, изменением (влиянием) градиента капиллярного давления в зоне двухфазной фильтрации в низкопроницаемых разностях можно пренебречь. Наибольшие величины градиента капиллярного давления на два порядка меньше текущих градиентов давления воды. Поэтому фильтрацию жидкостей можно считать подчиняющейся классическому закону Дарси. Если в формулах (11), (19), (23), (29) в функциях f_{ic} заменить $\rho(t)$ на постоянную величину R , то для $n = 1, 2$ значения радиуса вытеснения превышают полученные по итерационным формулам. Относительные погрешности в интервале времени от $t = 1-730$ сут изменяются: по формуле (11) от 41 до 5 %; по (19) от 7 до 1 %; по (23) от 41 до 9 %; по (29) от 36 до 8 %.

Границы интервалов изменения параметров p_k и k^* от коэффициента водонасыщенности разные (рис.1, 2). Это имеет место и для других исследованных образцов. Для образца 34766-14 на забое нагнетательной скважины при $r_c = 0,1$ м коэффициент водонасыщенности $s^{**} = 0,8$, а зона двухфазной фильтрации начинается с $s^* = 0,764$, что соответствует r_0 , величина которого определяется из замыкающих уравнений $s(r, t)$, рассмотренных в вариантах 1-4. Проведенные расчеты показали, что для $7 \text{ м} \leq \rho(t) \leq 2000 \text{ м}$ значения $r_0 \in [0,16; 0,32]$ м. Следовательно, замена r_c на r_0 в формулах определения радиусов вытеснения практически не сказывается. В интервале $r \in [r_c; r_0]$ имеет место поршневое вытеснение нефти водой. При $r \geq r_0$ начинается двухфазная фильтрация.

Определим коэффициент обводненности ω введенной в эксплуатацию добывающей скважины, находящейся на расстоянии $r = L$. В статье [2] предложена методика расчета, в которой капиллярное давление определялось посредством функции Леверетта (4), градиент капиллярного давления зависит от производной функции Леверетта по координате. Для градиента капиллярного давления, определяемого формулой (5), коэффициент обводненности равен:

$$\omega = \frac{k^*(s)}{k^*(s) + \mu_0 D k_2^*(s)}; \quad D = 1 + \frac{g(r, t)}{\frac{\partial p}{\partial r} + g(r, t)} = 1 + \frac{g(L) L}{a \left(1 - \frac{L^n}{\rho^n} \right) + g(L) L}, \quad (34)$$

где $g(r, t)$ – переменный градиент капиллярного давления при вытеснении нефти водой, $k_2^*(s)$ – относительная фазовая проницаемость коллектора по нефти. Параметр D учитывает влияние градиента капиллярного давления на обводненность.

Для определения доли воды в фиксированной точке пласта построим функциональные зависимости коэффициентов ОФП от коэффициента водонасыщенности. Для образца 34766-14 (рис.2) получим:

$$\begin{aligned} k^* &= 1,033s^2 - 1,0462s + 0,2505 & 0,627 \leq s \leq 0,749; \\ k_2^* &= \begin{cases} 56,455s^2 - 78,196s + 27,13 & 0,627 \leq s \leq 0,681 \\ 11,104s^2 - 16,74s + 6,3088 & 0,681 < s \leq 0,749 \end{cases}. \end{aligned} \quad (35)$$

В табл.3 приведены изменения величин коэффициентов водонасыщенности и обводненности для сжимаемых сред на расстоянии $L = 80$ м от нагнетательной скважины.

Таблица 3

Изменения коэффициентов водонасыщенности и обводненности

t , сут	Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5	
	$s(L, t)$	ω	$s(L, t)$	ω	$s(L, t)$	ω	$s(L, t)$	ω
100	0,628	0,013	0,627	0,010	0,627	0,000	0,688	0,675
365	0,633	0,043	0,631	0,031	0,629	0,020		
730	0,637	0,069	0,635	0,053	0,633	0,038		

Выбор варианта задания функции $s(r, t)$ существенно влияет на показатель обводненности. В пятом варианте коэффициент водонасыщенности есть величина постоянная, следовательно обводненность не меняется, хотя радиус фронта двухфазной фильтрации возрастает с течением времени.

Если величинами градиентов капиллярного давления пренебречь, в формуле (34) параметр $D = 1$, то в результате получим стандартную формулу, совпадающую с функцией Бакли – Леверетта. Расчеты показали, что значения показателя ω , приведенные в табл.3, практически не меняются. Следовательно, градиент капиллярного давления на технологический показатель – коэффициент обводненности – при нарушении нижнего предела применимости закона Дарси и на процессы двухфазной фильтрации не влияет.

Приведенные в табл.3 расчетные величины зависят от выбора задания замыкающего уравнения $s(r, t)$. В вариантах 2, 4, 5 $s(r, t)$ и давление нагнетания связаны между собой общим параметром – радиусом зоны двухфазной фильтрации $\rho(t)$, который зависит от коэффициентов сжимаемости коллектора. В варианте 3 функция f_{3c} равна репрессии на забое нагнетательной скважине.

При решении прикладных задач подземной гидромеханики для замкнутых залежей область фильтрации ограничена радиусом R . Принято рассматривать ограниченную область фильтрации [13], например, с постоянным давлением на контуре питания. Ограничение области фильтрации радиусом R может быть обусловлено геологическим строением пласта – расстоянием до кровли в антиклинальной части залежи или до подошвы в синклинальной. Граничные условия, накладываемые на функции $p(r, t)$ и $s(r, t)$, изменятся. Скорость фильтрации при $r = R$ будет равна нулю, коэффициент водонасыщенности возрастает пропорционально функции $B(t)$:

$$s_1(r, t) = B(t)s(r, R); \quad \frac{\partial s_1}{\partial r} = B(t)\frac{\partial s}{\partial r}; \quad t \geq t_1, B(0) = 1. \quad (36)$$

Неизвестная функция $B(t)$ определяется из уравнения (18) после интегрирования в интервале от r_c до R . Функция $s(r, R)$ есть распределение коэффициента водонасыщенности для момента времени t_1 , при котором $\rho(t_1) = R$. Для варианта 2 функции, определяющие значения $s(r, R)$ примут вид: $f_1(r, R)f_{1c}(r_c, R)$. Время t_1 определяется из формулы (19), которое, как следует из табл.3, достаточно велико. Параметр $B(t)$ для $r = L$ равен:

$$B(t) = \frac{2k_0k_m^*q}{R^2m_0\mu_{10}\alpha_{s2}f_1(L, R)}t + 1. \quad (37)$$

Полное обводнение $\omega = 1$ для $r = L$ наступит при $t = t^*$ и $s_1(L, t^*) = s^*$, соответственно $B(t^*) = s^*/s(L, R)$. Из формулы (37) получим, что $t^* = 27$ сут. Таким образом, для замкнутой залежи время обводнения наступает гораздо быстрее. По резкому возрастанию обводненности для конкретной добывающей скважины можно установить границу области фильтрации. Параметр D в этом случае равен:

$$D = 1 + \frac{g(L)LB(t)}{a\left(1 - \frac{L^n}{\rho^n}\right) + g(L)LB(t)}.$$

Расчеты показали, что величина параметра D изменяется в пределах 0,99-1. В этом случае при определении ω градиентом капиллярного давления можно пренебречь, следовательно разработанная методика применима для сжимаемых сред, подчиняющихся классическому закону Дарси.

Если при постоянной приемистости Q репрессия превысит предел прочности породы, то в пласте образуются техногенные трещины или каналы низкого фильтрационного сопротивления, по которым будет осуществляться прорыв воды к забоям добывающих скважин. В этом случае над контролем роста обводненности следует проводить трассерные исследования, методика обработки результатов которых разработана в статье [4]. Для предупреждения образования каналов низкого фильтрационного сопротивления рекомендуется менять режим работы нагнетательной скважины: следует задавать постоянную репрессию на пласт, не превышающую предел прочности породы.

Выводы

1. Градиент капиллярного давления при плоскорадиальной фильтрации зависит от закона изменения коэффициента водонасыщенности $s(r, t)$ в зоне двухфазной фильтрации, который соответствуют функции изменения давления нагнетания воды. Связующим звеном между давлением нагнетания и коэффициентом водонасыщенности является радиус фронта вытеснения.

2. Радиус зоны двухфазной фильтрации при вытеснении нефти водой зависит от изменения градиента водонасыщенности. Для фиксированного момента времени 200 сут его величина в несжимаемых средах в 3-3,5 раза больше значения радиуса в сжимаемых коллекторах.

3. При нарушении нижнего предела применимости закона Дарси влиянием градиента капиллярного давления на размер зоны двухфазной фильтрации и обводненность продукции можно пренебречь.

4. Разработанная методика позволяет с учетом сжимаемости порового пространства и флюида, применяемой зависимости коэффициента водонасыщенности от времени и координат, установить по резкому увеличению коэффициента обводненности скважинной продукции границу области фильтрации конкретной добывающей скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Батуринов А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. 116 с.
2. Грачев С.И. К вопросу о двухфазной фильтрации в пористой среде / С.И.Грачев, В.А.Коротенко, О.П.Зотова // Бурение и нефть. 2016. № 5. С. 50-54.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
4. Коротенко В.А. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса / В.А.Коротенко, С.И.Грачев, А.Б.Кряквин // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 185-193. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.185
5. Коротенко В.А. Особенности фильтрации и вытеснения нефти из аномальных коллекторов / В.А.Коротенко, Н.П.Кушакова. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. 150 с.
6. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 516 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, А.Г.Ковалев. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 280 с.
8. Михайлов Н.Н. Физико-гидродинамические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов // Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 30-летию ИПНГ РАН, 11-13 октября 2017, Москва, Россия. М.: ООО «Аналитик», 2017. С. 110-111.
9. Михайлов Н.Н. Физико-геологические проблемы моделирования при подсчете запасов и проектировании разработки залежей углеводородов // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 6. С. 31-44.
10. Николаевский В.Н. Собрание трудов. Геомеханика. Т. 1. Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. 640 с.
11. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть II / С.Н.Закиров, И.М.Индрупский, Э.С.Закиров, И.С.Закиров и др. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
12. Основы технологии добычи газа / А.Х.Мирзаджанзаде, О.Л.Кузнецов, К.С.Басниев, З.С.Алиев. М.: Недра, 2003. 881 с.
13. Телков А.П. Гидромеханика пласта применительно к нефтегазопромысловым задачам разработки месторождений наклоннонаправленными и горизонтальными стволами / А.П.Телков, С.И.Грачев. СПб: Наука, 2012. 160 с.
14. Черных В.А. Математическая гидрогеомеханика пластов и скважин. М.: Нефть и газ, 2012. 330 с.
15. Oil deposit in diatomites: a new challenge for subterranean mechanics / G.I.Barenblatt, T.W.Patzek, V.M.Prostokishin, D.B.Silin // Society of Petroleum Engineers Thirteenth Symposium on Oil Recovery, 13-17 April 2001, Tulsa, Oklahoma, USA, 2002. P. 1-9. DOI: 10.2523/75230-MS

Авторы: В.А.Коротенко, канд. техн. наук, доцент, korotenkova@tyuiu.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия), С.И.Грачев, д-р техн. наук, профессор, grachevsi@tyuiu.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия), Н.П.Кушакова, канд. техн. наук, доцент, kushakovnp@tyuiu.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия), С.Ф.Мулявин, д-р техн. наук, профессор, muljavinsf@tyuiu.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия).

Статья поступила в редакцию 26.03.2020.

Статья принята к публикации 30.06.2020.