

УДК 622.276

НОВАЯ МОДЕЛЬ ДВУХФАЗНОГО, НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

A NEW MODEL FOR TWO-PHASE NOT PISTON OIL DISPLACEMENT

Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А.
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
г. Тюмень, Российская Федерация

S.I. Grachev, A.A. Khayrullin, Az.A. Khayrullin
FSBEI of NPE Tyumen State Oil and Gas University,
Tyumen, the Russian Federation

e-mail: grachevsi@mail.ru, khayrullin.azat@mail.ru.

Аннотация. При построении модели пласта основная задача исследования заключается в установлении закономерностей. Целью расчета является расширение совокупности сведений, которые учитываются при выборе системы разработки месторождения или метода воздействия на пласт. Познавательная ценность извлекаемых результатов определяется адекватностью модели. В условиях низкой точности геолого-геофизических материалов интегральные одно- или двумерные модели более точны, чем трехмерные, поскольку ошибки при интегрировании взаимно погашаются. При построении расчетных моделей для определения дебитов жидкостей часто используется, но эта модель неоднозначна. Учет капиллярных сил вблизи фронта вытеснения нефти водой в модели Раппопорта-Лиса устраняет эту неоднозначность, но усложняет проведение расчетов и использование экспериментальных данных.

В данной статье предлагается метод, который позволяет согласовать эти две модели и качественно правильно интерпретировать процессы заводнения и распределение водонасыщенности по пласту. Суть метода заключается в преобразовании производной функции Бакли-Левретта таким образом, чтобы устранить скачок водонасыщенности на фронте вытеснения, как модели Раппопорта-Лиса. Приведены численные расчеты для конкретных относительных фазовых проницаемостей и показан метод преобразования. Полученная таким образом модель оказывается более адекватной и позволяет использовать экспериментальные данные лабораторных исследований по керновым материалам при построении феноменологических моделей. Полученная модель может оказаться полезной при оценке основных показателей разработки и понимания происходящих процессов вытеснения для увеличения нефтеотдачи.

Abstract. When modeling the oil-bearing layer, the principal task of the research is to establish the regularities. The aim of the calculation is the expansion of the information set that is taken into consideration when choosing the development system of the oilfield or the method of production. Educational value of the extracted results is defined by the adequacy of the model. In the conditions of the low accuracy of the geological and geophysical data, the integral one- and two-dimensional models are more accurate than three-dimensional ones, because the errors in the process of the integration are mutually amortized. They are often used when building the calculated models for defining of the liquids production, but this model is ambiguous. It is possible to correct this ambiguity by taking into account the capillary forces next to the displacement front in Rapoport-Leas model, but it makes it more difficult to conduct the calculations and use experimental data.

In this work, the method is proposed, which lets us coordinate the models and properly interpolate the water-flooding processes and distribution of water saturation in the oil-bearing layer. The essence of the method is in the conversion of the Buckley-Leverett derivative to remove the jump in the displacement front as Rapoport-Leas function. The numerical calculations are shown for the specific permeabilities; conversion process is shown as well. The model obtained by this way is more adequate and lets us use the experimental data of the laboratory studies of the core materials when building phenomenological models. The model obtained can be useful when estimating the basic data of the development and understanding the processes of enhancement oil recovery.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, модель Бакли-Леверетта, модель Раппопорта-Лиса, фильтрация, заводнение.

Key words: relative permeability model Buckley-Leverett model Rappaport-Leas, filtration, water flooding.

Главная проблема, интересующая нефтяников при исследовании процесса вытеснения, заключается в нахождении зависимости текущей и полной нефтеотдачи от параметров пласта и жидкостей и от режима закачки вытесняющего агента, которую можно найти, если будет известно распределение водонасыщенности в пласте в каждый момент времени.

Основной задачей исследования является установление качественных закономерностей, устойчивых тенденций, а также количественных соотношений, устойчивых к вариации исходных данных. Целью выполненного на этой основе расчета является расширение совокупности сведений, которые учитываются при выборе системы разработки месторождения или метода воздействия на пласт.

Таким образом, решающую роль играет постановка задачи и такой анализ результатов ее решения, который позволяет сделать некоторые общие, качественные заключения, увеличение точности которых оказывается ненужным. С применением вычислительных машин технические трудности математики

преодолены и возможности гидродинамических расчетов выросли, но познавательная ценность извлекаемых результатов еще более чем в до машинную эру определяется адекватностью модели, четкостью постановки задачи расчета и глубиной предварительного анализа имеющихся данных.

В работе [1] подчеркивается, что геологической и геофизической информации по отдельным скважинам и в целом по объекту недостаточно для однозначного построения модели пласта. Если модель строится на интерполяции по пласту данных, полученных на основе единичных скважинных измерений, то нет оснований считать это адекватным представлением процесса, происходящего в пласте.

В работе [2] отмечается, что исследования последних лет показывают, как явления в средах со сложной неупорядоченной структурой часто выявляют масштабную инвариантность (фрактальность) пространственных и временных свойств. Это обстоятельство позволяет выработать некоторые общие методы моделирования сложно построенных сред и в ряде случаев облегчает описание протекающих в них процессов. Детерминированные модели полезны для проведения математических экспериментов, целью которых является выработка стратегии управления. Расчеты с применением дедуктивных моделей, реализованных в виде стандартных пакетов программ (ECLIPSE, MORE и т.д.), продуктивны, поскольку заменяют дорогостоящие натурные эксперименты, но их нельзя использовать для реального мониторинга или для прогноза реальной динамики развития. Наряду с этими внешними ограничениями, имеются и внутренние трудности детерминированных моделей – отсутствие достоверной информации о детальном геологическом строении пласта и большие погрешности в промысловых данных. В условиях низкой точности геолого-геофизических материалов интегральные одно- или двумерные модели более точны, чем трехмерные, поскольку ошибки при интегрировании взаимно погашаются.

Задачи реального управления процессами разработки нефтяных месторождений требуют привлечения феноменологического подхода, когда сразу ищутся законы, описывающие систему в целом. При использовании феноменологических моделей история нефтяного месторождения становится историей именно всего месторождения, а не историей отдельных скважин, пластов и объектов разработки.

Для определения технологических показателей разработки нефтяных месторождений необходимо, чтобы расчетные схемы как можно полнее учитывали реальные свойства пластов и как можно больше отражали процесс двухфазной фильтрации. При вытеснении нефти водой образуется зона смеси, в которой фазовые проницаемости для нефти и воды отличаются от величины абсолютной проницаемости (АП). На величину фильтрационного сопротивления в зоне смеси оказывает влияние также соотношение вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей [3]. При построении расчетных моделей для определения дебитов жидкостей используется функция Бакли-Левверетта.

Функция Бакли-Левретта является исходной величиной для проведения дальнейших необходимых расчетов. Для определения технологических показателей разработки конкретных месторождений рекомендуется воспользоваться усредненными по месторождению кривыми фазовых проницаемостей.

Зависимости в виде кубической параболы, приведенные в [3], с точностью до обозначений ($\mu_n(s)$, $\mu_b(s)$ и s – водонасыщенность) совпадают с зависимостями относительными фазовыми проницаемостями (ОФП) [4]. Предложенные методы обработки экспериментальных данных [4], позволяют описать ОФП в широком диапазоне и определить основные характерные параметры $S_{св}$, $S_{он}$ и $S_{п}$.

При формальном рассмотрении процесса вытеснения нефти водой с применением модели имеется неоднозначность насыщенности на фронте вытесняющей жидкости, которую связывают с гиперболической зависимостью насыщенности. Кроме того, появляется неоднозначность при определенной водонасыщенности — имеются две скорости вытеснения при одной и той же водонасыщенности.

Согласно работе [5], из профиля насыщенности (рисунок 1) видно, что при определенных значениях времени для некоторых значений x насыщенность становится неоднозначной (может иметь три различных значения), хотя насыщенность должна иметь только одно значение для любого места и времени. Данная неоднозначность связана с тем, что производная функции Бакли-Левретта имеет как восходящую ветвь, так и нисходящую ветвь, т.е. $f'(s_1) = f'(s_2)$, а начальные координаты насыщенностей отстоят на некотором расстоянии друг от друга $x_3 < x_2 < x_1$. В этом случае по истечении некоторого времени водонасыщенности будут иметь три разных значения при x_4 . Для устранения неоднозначности используют различные скачки водонасыщенности и уравнение материального баланса, (т.е. доопределяют функцию) например введением скачка насыщенности с равными площадями по обе стороны от вертикали.

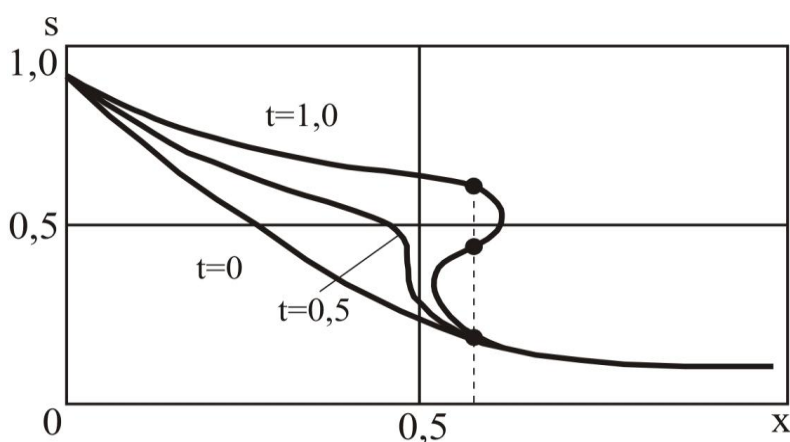


Рисунок 1. Формирование неоднозначного распределения насыщенности в задаче Бакли-Левретта

Данная неоднозначность делает невозможной, начиная с этого момента времени, непосредственное применение известного уравнения:

$$x(s) = \frac{w}{m} f'(s) \cdot t + x_0, \quad (1)$$

где w – скорость фильтрации; m – коэффициент пористости; f' – производная функции Бакли-Левретта; t – время.

Классические модели двухфазной фильтрации, как модели Бакли-Левретта и Раппопорта-Лиса, предполагают зависимость функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления только от насыщенности.

Модель Раппопорта-Лиса отличается учетом капиллярного «скачка» давления P_k , которое задается в виде эмпирической функции насыщенности:

$$P_n - P_g = P_k(S) = \alpha \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{\frac{m}{K}} \cdot J(S), \quad (2)$$

где α – коэффициент поверхностного натяжения; θ – статический краевой угол смачивания; m – коэффициент пористости; K – коэффициент пористости; $J(S)$ – безразмерная функция Левретта.

Капиллярные силы оказывают заметное влияние на процесс вытеснения только при малых размерах области фильтрации и низких скоростях движения жидкостей. Действие капиллярных сил проявляется в основном вблизи фронта вытеснения, где градиенты насыщенности велики. Эти силы приводят к «размазыванию» фронта вытеснения нефти водой, поэтому при учете капиллярных сил «скачок» насыщенности в модели Раппопорта-Лиса отсутствует, и насыщенность изменяется непрерывно.

Рассмотрим уравнение (1) и рисунок 2, на котором s_n точка перегиба функции Бакли-Левретта $f(s)$, а производная $f'(s_n)$ – имеет максимальное значение, соответственно, вторая производная меняет знак. Учитывая то, что водонасыщенность зависит от координаты x и времени t , т.е. $s(x, t)$, фиксируя время, мы получаем распределение водонасыщенности $s(x, t_0)$ или $x = x(s)$:

$$x(s) = \frac{w}{m} f'(s) \cdot t_0, \quad (3)$$

Из производной функции Бакли-Левретта $f'(s)$, области I и II на рисунке 2, путем зеркального отражения области II или III относительно оси x_n , получим область IV зависимость $s = s(x)$, причем x с точностью до постоянного множителя совпадает с $f'(s)$.

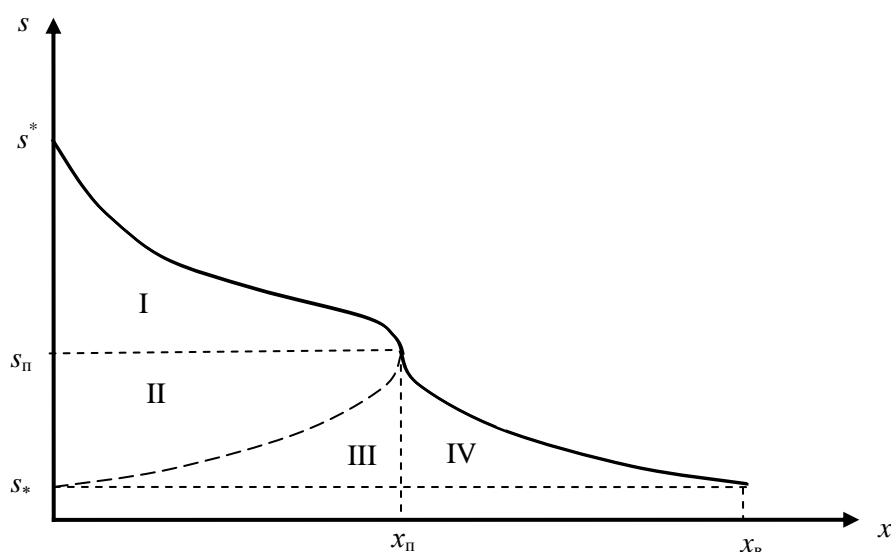


Рисунок 2. Схема модифицированного распределения водонасыщенности

Положение координаты $x(s)$ зависит от скорости, т.е. $f'(s)$. Вначале оси координат полагаем равным $s^* = \text{const}$, т.е. $f'(s^*) = 0$, а на границе вытеснения $s = s_* \equiv \text{const}$, s_n – значение водонасыщенности в точке перегиба, x_n – координата точки перегиба. Такое представление $f'(s)$ удовлетворяет граничным условиям. По аналогии с кинематикой в этом случае, параметр s соответствует времени, а движение происходит с переменной скоростью. Вначале скорость растет от нуля и достигает максимального значения, затем уменьшается до нуля. Тогда, зная полное время движения, можем сказать, что на расстоянии x скорость равнялась $v(x)$, а скорости соответствует $f'(s)$.

Аналогично можно поступить при построении распределения водонасыщенности в приведенных величинах. Верхняя половина ветви остается тем же самым, а нижняя ветвь отображается симметрично координаты x_n (слева направо, рисунок 2). В этом случае неоднозначность типа (рисунок 1) устраняется.

Известно, что распределение водонасыщенности $s=s(x)$ можно определить из выражения:

$$x(s) = \frac{1}{mhb} f'(s) \cdot hb \int_0^t w(t) dt \equiv \frac{Q_3(t)}{mhb} f'(s), \quad (4)$$

где h и b – мощность и ширина пласта; $Q_3(t)$ – объем закачанной в пласт воды к моменту времени t .

Выражение (4) в приведенных величинах примет вид:

$$\underline{x}(s) \equiv \frac{x(s)}{Q_3(t)/mhb} = f'(s). \quad (5)$$

В интервале $s \in [s_*, s_{II}]$ имеем распределение, условно, в гидрофобной (или близкой к гидрофобной) вытесняемой зоне, а при $s \in [s_{II}, s^*]$ – вытесняющей гидрофильной (или близкой к гидрофильной) зоне.

По этим данным в работе [4] построена функция Бакли-Лeverетта и её производная (рисунок 3) для относительной вязкости $\mu_0 \equiv \mu_o / \mu_n = 0,5$. В рассматриваемой интерпретации метод Бакли-Лeverетта не имеет скачка водонасыщенности, а характер поведения аналогичен методу Раппорта-Лиса (рисунок 4). При этом отпадает необходимость решения уравнения в частных производных с учетом функции Лeverетта $J(s)$ (2). Распределение водонасыщенности (5) получается автомодельным, т.е. при изменении $Q_3(t)$ и $x(s_*)$, вид распределения сохраняется и можно записать как:

$$\underline{x}(s) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s)], \quad (6)$$

где $\text{sign}(x)$ – определяет знак: 1, если $x > 0$; -1, если $x < 0$; 0, если $x = 0$.

Действительно, функция на рисунке 4 имеет значения:

$$\underline{x}(s_*) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s_*) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_*)] = f'(s_{II}) + 1 \cdot [f'(s_{II}) - 0] \equiv 2f'(s_{II}),$$

$$\underline{x}(s^*) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s^*) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s^*)] = f'(s_{II}) - 1 \cdot [f'(s_{II}) - 0] \equiv 0,$$

$$\underline{x}(s_{II}) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s_{II}) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_{II})] = f'(s_{II}) + 0 \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_{II})] \equiv f'(s_{II}).$$

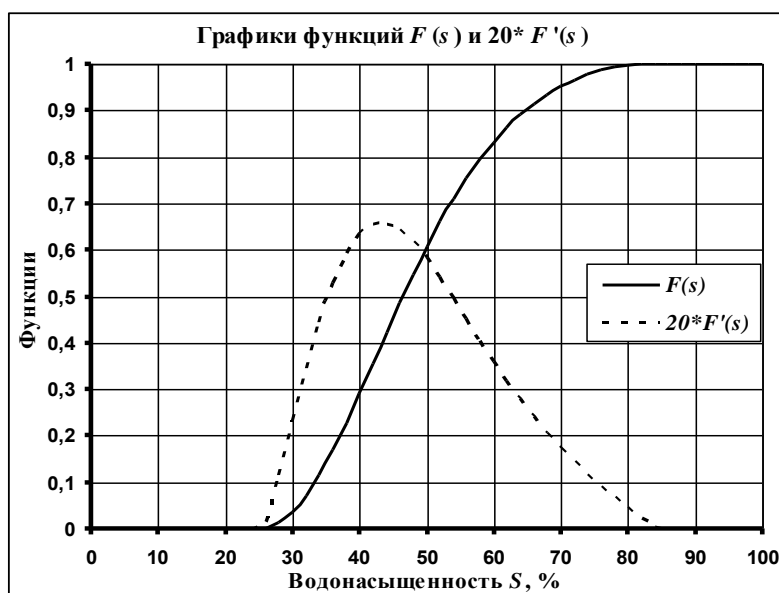


Рисунок 3. Функция Бакли-Лeverетта и её производная

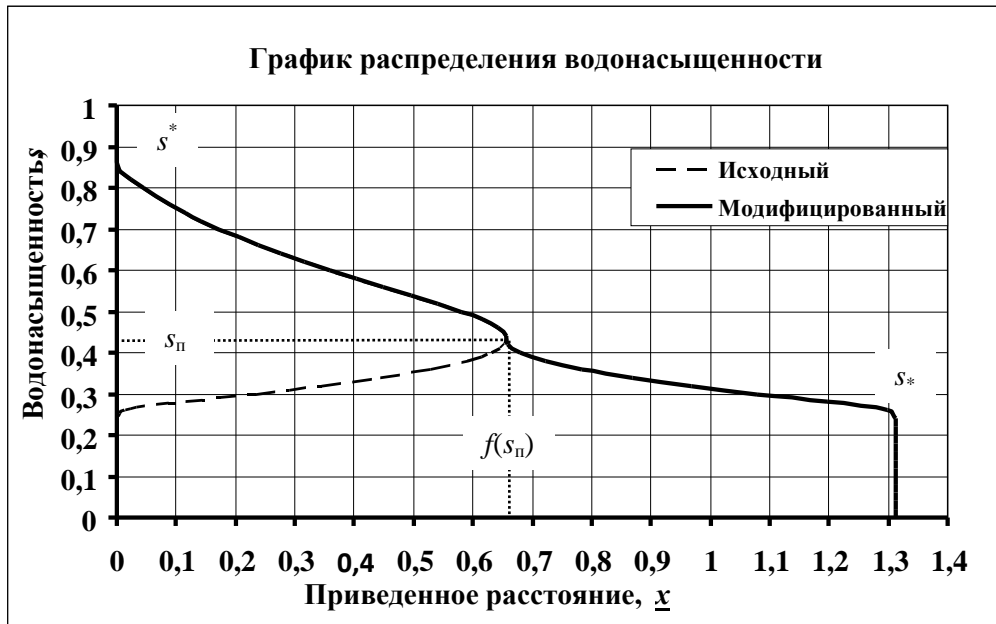


Рисунок 4. Модифицированное численное распределение водонасыщенности

Распределение водонасыщенности в безводный и водный периоды представлены на рисунке 5. Значения $Q(t_i)$ сопоставляются координатам x_i начала заводнения в момент времени t_i , а при $Q(t_*) = Q_*$ – начало водного периода добычи, т.е. при $x = l$. Приведенная координата $x = 1$ соответствует расстоянию до добывающих скважин, на которой наблюдается рост обводненности продукции [6,7,8], а при $x > 1$ мы должны рассматривать фиктивные границы заводнения.

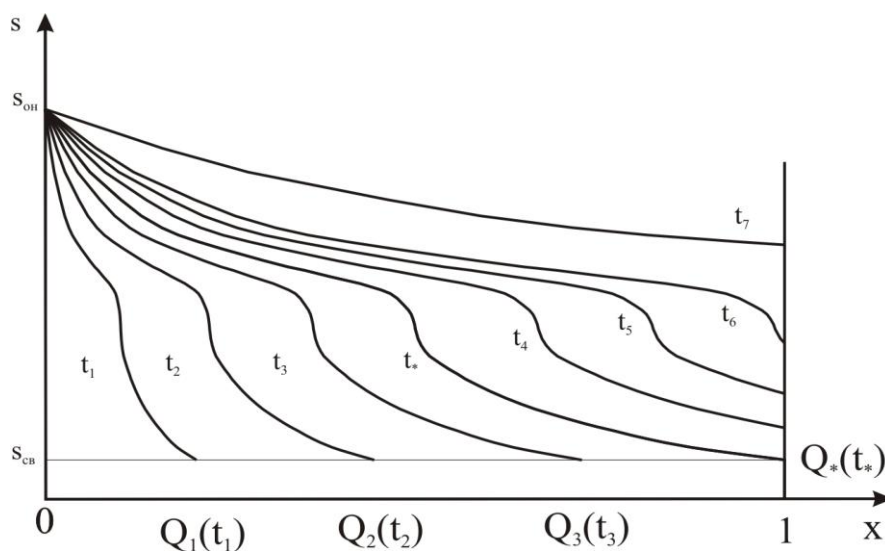


Рисунок 5. Распределение водонасыщенности в пласте в безводный период при $x \in [0;1]$ и $t \leq t_*$ и в водный период при $x \in [0;1]$ и $t \geq t_*$

Выводы

Таким образом, приведенная схема рассмотрения процесса заводнения, включающая модели Бакли-Левретта и Раппопорта-Лиса, позволяет более детально учитывать усредненные лабораторные данные по ОФП, яснее представляет кинетику заводнения. Более того, можно оценить коэффициент охвата заводнением по площади, коэффициент вытеснения в заводненной области. Несомненно, что рассмотрение этого сложного процесса должно включать разные методы исследования, такие как гидродинамические, геофизические, сейсмические, компьютерное моделирование и т.п., учитывать свойства пластов и пластовых флюидов.

Список используемых источников

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. М.: «Институт компьютерных исследований», 2004. С. 368.
3. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981.С. 237.
4. Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой // Изв. Вузов. Нефть и газ (Тюмень). 2012. №2. С. 37–43.
5. Подземная гидромеханика /Басниев К.С. и др. М: «Институт компьютерных исследований», 2006. С. 488.
6. Минаев Ю.Н., Филимонова О.Ю. Методы и алгоритмы идентификации и прогнозирования в условиях неопределенности. М.: «Горячая линия-Телеком», 2003.С. 208.
7. Бек Н., Олсен Д., Нельсон С.М. Определение нефти- водонасыщенности функцией двухфазного потока. // Общество инженеров-нефтяников. 2000. № 3. С.50-59.

References

1. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnyh plastah. M.: Nedra, 1984. 211c. [in russian].
2. Mirzadzhanzade A.H., Hasanov M.M., Bahtizin R.N. Modelirovanie processov neftegazodobychi. Nelineinost', neravnovesnost', neopredelennost'. M.: "Institut komp'yuternykh issledovaniy", 2004. С. 368. [in russian].
3. Gorbunov A.T. Razrabotka anomal'nykh neftyanykh mestorozhdenii. M.: Nedra, 1981. С. 237. [in russian].

4. Grachev S.I., Hairullin A.A., Hairullin Az.A. Approksimaciya odnositel'nyh fazovyh pronaemostei kubicheskoi paraboloi // Izvestiya vuzov «Neft' i gaz» (Tyumen'). 2012. №2. С. 37-43. [in russian].

5. Podzemnaya gidromehnika /Basniev K.S. i dr. M: “Institut komp'yuternyh issledovaniy”, 2006. С. 488. [in russian].

6. Minaev Yu.N., Filimonova O.Yu. Metody i algoritmy identifikatsii i prognozirovaniya v usloviyah neopredelennosti. M.: “Goryachaya liniya-Telekom”, 2003. С. 208. [in russian].

7. N. Bek, D. Olsen i С.М. Nel'son. Opredelenie nefti- vodo-nasyshennosti funktsii dvuhfaznogo potoka // Obshestvo inzhenerov-nefityanikov. 2000. № 3. S. 50-59.

Сведения об авторах

Information about authors

Грачев С.И. д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

S.I. Grachev, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Chair “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: grachevsi@mail.ru

Хайруллин А.А. канд. физ.-матем. наук, зав. учеб.-науч. лабораторией моделирования и исследования пластовых систем, кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

A.A. Khayrullin, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Head of Laboratory “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

Хайруллин Аз. А. аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

Az. A. Khayrullin, post-graduate of the Chair of “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: khayrullin.azat@mail.ru.