ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ДОБЫВАЮЩИХ ОБВОДНЕННУЮ ПРОДУКЦИЮ

А.И. Дзюбенко, А.Н. Никонов

ООО «Универсал-Сервис», Пермь, Россия

Целью данной работы является повышение эффективности оценки фильтрационных параметров коллекторов при двухфазной фильтрации. В случае раздельной фильтрации по пласту двух жидкостей с известными вязкостями (вода, нефть) неизвестными становятся значения заполненных ими частей от общей эффективной толщины пласта. В случае же фильтрации по данному пласту смеси жидкостей (эмульсии) неизвестной остается фиктивная вязкость смеси. Таким образом, при наличии определенного по кривой восстановления давления (КВД) значения гидропроводности продуктивного пласта величина его проницаемости остается неизвестной. В работе выполнен анализ существующих методов оценки фильтрационных характеристик коллекторов в скважинах при обводнении их продукции, отмечены их недостатки. В качестве примера приводятся результаты подобных расчетов по скважине № 272 Троельжанского месторождения с дебитом 10 м³/сут, обводненностью продукции 11 %. По КВД, снятой в скважине, определена общая гидропроводность пласта, равная 0,9075 (мкм²·см)/(мПа·с). Раздельные значения гидропроводности для воды и нефти согласно обводненности составляют 0,0995 и 0,808 (мкм²·см)/(мПа·с). Вязкости воды и нефти соответственно равны 1,6 и 20,7 мПа·с, работающая эффективная толщина пласта, равная 6,5 м, для каждой жидкости принималась одинаковой. Расчетные значения фазовых проницаемостей пласта для воды и нефти составили соответственно 0,00025 и 0,0261 мкм².

Предложена методика оценки фильтрационных характеристик пластов в добывающих скважинах при извлечении из них обводненной продукции.

Установлено, что фазовые гидропроводности продуктивного пласта не пропорциональны проценту обводненности продукции скважин, что в настоящее время не вызывает сомнений, хотя всем известно, что дебиты скважин по жидкостям пропорциональны не только гидропроводности пласта, но и приведенному радиусу скважины (скин-фактору), а также величине зоны её питания по каждому из флюидов.

Ключевые слова: залежь нефти, коэффициент гидропроводности, скин-фактор, скважина, обводненность, фазовая проницаемость, нефтеизвлечение, дебит, вязкость нефти, эффективная толщина пласта.

WALL-PLASTERING PROPERTIES DETERMINATION OF PAYOUT BED ON THE BASIS OF OIL WELLS INVESTIGATIONS WHICH PRODUCE WATERY PRODUCTS

A.I. Dziubenko, A.N. Nikonov

«Universal-Service» LLC, Perm, Russia

The aim of the current work is to increase an effectiveness of wall-plastering properties estimation for collectors within two-phase filtration. In case of separate filtration of two liquids with certain viscosity (water, oil) on the bed, value of filled parts in total effective bed thickness becomes indeterminate. Fictitious viscosity of mixture remains unknown in case of filtration on the bed of liquids mixture (emulsion). Therefore, in the presence of value water permeability of payout bed estimated by recovery pressure curve, value of its permeability stays indeterminate. Within the current work, analysis of current methods for filtration characteristics of collectors in wells within watering its products was carried out and there disadvantages were revealed. As an example, results of similar calculations for well № 272 of Troeljanskoe field with flow rate 10 m³/day and with products watering 11 % are presented. According to the recovery pressure curve of the well, total water permeability of bed is identified. It is equal to 0,9075 (μm²·cm)/(MPa·s). Separate values of permeability for water and oil according to watering amount to 0,0995 and 0,808 (μm²·cm)/(mPa·s). Water and oil viscosity respectively equal 1,6 and 20,7 MPa·s. Working effective bed thickness is for each liquid assumes to be equal to 6,5 m. Estimated values of relative permeability of bed for water and oil amount to 0,00025 and 0,0261 mkm², respectively.

Methodology for bed filtration characteristics of producing wells within watering product recovery is proposed.

It is determined that phase water permeability of bed is not proportional to the percent of water cuttings of well production. At this moment that fact is undisputed, although it is well-known that well production in liquids are not proportional both to water permeability and reduced well radius (skin-factor), and to value of its supply zone for each fluid.

Keywords: fluid accumulation, coefficient of water permeability, skin-factor, well, watering, relative permeability, oil withdrawal, flow rate, oil viscosity, effective bed thickness.

Введение

При проектировании разработки нефтяных залежей [1, 2] приток жидкости в новые добывающие скважины рассчитывается на основе информации о величине гидропроводности пласта ϵ по формуле

$$\epsilon = k \cdot h / \mu = qb / 4\pi i \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / (\text{МПа} \cdot \text{с}), \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, мкм^2 ; h – его эффективная толщина, см; μ – вязкость жидкости, МПа·с; q – дебит исследованной скважины, $\text{см}^3/\text{с}$; b – объемный коэффициент жидкости; i – стандартная характеристика кривой восстановления давления (КВД).

Эта величина определяется при проведении гидродинамических исследований (ГДИ) первых пробуренных скважин методом КВД [3, 4, 16–20] и является основой для дальнейшего расчета средней проницаемости пласта в зонах его дренажа новыми скважинами. При постоянных, определенных по глубинным пробам, значениях вязкости флюида, а также определенных по картам изопачит толщинах пласта, неизвестной величиной для зоны дренажа остается её средняя проницаемость. Контроль за динамикой этого постоянно изменяющегося параметра согласно действующим РД [5–9] осуществляется на протяжении всей жизни нефтяных месторождений.

Если через пласт толщиной h фильтруется однородная пластовая жидкость с вязкостью μ_1 , то после подстановки данных величин в формулу (1) определяется величина абсолютной проницаемости пласта, которая остается постоянной и в случае фильтрации по данному пласту другой однородной жидкости с вязкостью μ_2 , $k = \epsilon_1 \cdot \mu_1 / h = \epsilon_2 \cdot \mu_2 / h$.

Доказано [3], что изменение вязкости флюида при прочих равных условиях неминуемо приводит к адекватному изменению стандартной характеристики КВД, т.е. гидропроводности пласта ϵ .

Проблемы определения проницаемости продуктивных пластов по результатам ГДИ возникают при одновременной фильтрации по пласту двух жидкостей, например нефти и воды [10]. Действи-

тельно, в случае раздельной фильтрации по пласту двух жидкостей с известными вязкостями μ_1 и μ_2 (вода, нефть) неизвестными становятся значения заполненных ими частей h_1 и h_2 от общей эффективной толщины пласта h . В случае же фильтрации по данному пласту смеси жидкостей (эмульсии) неизвестной остается фиктивная вязкость смеси $\mu_{\text{ф}}$. Таким образом, при наличии определенного по КВД значения гидропроводности продуктивного пласта ϵ величина его проницаемости k остается неизвестной.

Текущее состояние проблемы по определению фильтрационных параметров коллекторов

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин происходит постоянное изменение их продуктивности и фильтрационно-емкостных свойств в результате выделения в свободную фазу растворенного в нефти газа, деформации горных пород, обводнения добываемой продукции [21–26].

В настоящее время при вычислении проницаемости продуктивных пластов [11] принимается гипотеза о наличии прямой пропорциональной зависимости между дебитами скважины по воде и нефти и соответствующими частями общей гидропроводности пласта ϵ . При этом допускается следующее её разделение: $\epsilon_1 = \epsilon \cdot n$ и $\epsilon_2 = \epsilon(1-n)$, пропорциональные проценту обводненности продукции скважины n . Раздельное вычисление соответствующих проницаемостей включает использование вязкостей воды $k_1 = \epsilon_1 \cdot \mu_1 / h$ и нефти $k_2 = \epsilon_2 \cdot \mu_2 / h$ при общей эффективной толщине пласта h . Однако определенные таким образом проницаемости не соответствуют общеизвестным положениям, описывающим движение по пласту смеси жидкостей, наглядно представленным фазовыми диаграммами, так как при изменении n от 0 до 1 эти диаграммы по условию должны оставаться прямыми.

В качестве примера ниже приводятся результаты подобных расчетов по скважине № 272 Троельжанского месторож-

Рис. 1. Изменение фазовой гидропроводности пласта в зависимости от обводненности ($\mu_2 = 20,7$ мПа·с): ◆ – вода; ■ – нефть

Рис. 2. Изменение относительной фазовой проницаемости пласта в зависимости от обводненности ($\mu_2 = 20,7$ мПа·с; $k_0 = 0,0261$ мкм²): ◆ – вода, ■ – нефть

дения. Дебит скважины 10 м³/сут, обводненность продукции 11 %. По КВД, снятой в скважине, определена общая гидропроводность пласта, равная 0,9075 (мкм²·см)/(мПа·с). Раздельные значения гидропроводности для воды и нефти согласно обводненности составляют 0,0995 и 0,808 (мкм²·см)/(мПа·с). Вязкости воды и нефти соответственно равны 1,6 и 20,7 мПа·с, работающая эффективная толщина пласта, равная 6,5 м, для каждой жидкости принималась одинаковой. Расчетные значения фазовых проницаемостей пласта для воды и нефти составили соответственно 0,00025 и 0,0261 мкм².

Для исследования динамики фазовой проницаемости пласта в данной скважине при различной обводненности ее продукции рассчитаем условную относительную фазовую проницаемость. Согласно принятому условию соответствующему изменению подвергнем только гидропроводность пласта, оставив неизменными характеристики КВД. В действительности при изменении обводненности продукции скважины будут изменяться как параметры КВД, так и суммарная гидропроводность пласта. На рис. 1–2 приводятся результаты таких расчетов.

При расчетах проницаемости как для воды, так и для нефти принималась единая эффективная толщина пласта 6,5 м.

Как показывают графики, изменение гидропроводности и проницаемости пласта в зависимости от обводненности продукции скважины практически линеаризовано. Это противоречит существующим

представлениям о физических процессах, протекающих в бинасыщенных коллекторах, и поэтому полученные параметры не могут быть признаны корректными. С целью их уточнения обратимся к сущности параметра ϵ .

Совершенствование методики определения фильтрационных параметров коллекторов

Известно, что при эксперименте (исследовании скважины методом КВД) величина гидропроводности определяется числом, которое конкретно не зависит от составляющих его параметров, а является обобщенным комплексом, называемым (гидро...) водопроводностью пласта, т.е. определяет некую количественную характеристику пласта для фильтрующей по нему воды ($\mu_1 = 1$). Тогда перенос в формуле (1) $\mu = 1$ из правой части в левую и сокращение на эту величину ϵ не изменят числового результата эксперимента, однако обобщенной характеристикой пласта станет параметр [12]

$$k \cdot h = \epsilon^*. \quad (2)$$

Данный параметр численно равен экспериментально найденной ϵ .

Доказано [13], что проницаемость образца породы $k = r^2 \cdot m / 2$, где r – средний гидравлический радиус потока флюида в системе поровых каналов образца породы, m – пористость образца. Умножив правую часть равенства на некую длину h^* образца, получим в левой части объем флюида V с размерностью (L^3) в СИ, со-

держась в образце. Тогда по аналогии с образцом для условий пласта можно записать следующее уравнение:

$$V = k \cdot h = \pi \cdot r^2 \cdot m \cdot h / 2 = 1,57 \cdot r^2 \cdot m \cdot h. \quad (3)$$

Согласно теории размерностей данная величина по физической сущности пропорциональна дренируемому скважиной квазиобъему порового пространства пласта, занятого фильтрующей водой.

Для случая фильтрации по пласту двух жидкостей с вязкостями, отличными от единицы, можно записать два выражения: $k_1 \cdot h_1 = \varepsilon \cdot \mu_1$ и $k_2 \cdot h_2 = \varepsilon \cdot \mu_2$. В правых частях уравнений – известные и экспериментально найденные величины гидропроводности и вязкостей, а в левых – искомые значения фазовых проницаемостей и эффективных толщин пласта соответственно для воды и нефти. Просуммировав правые и левые части данных выражений, получим в левой части величину, пропорциональную суммарному квазиобъему порового пространства дренируемого пласта:

$$k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2 = \varepsilon^+, \quad (4),$$

а в правой части – произведение $\varepsilon(\mu_1 + \mu_2) \neq \varepsilon \cdot \mu_{\text{ф}}$.

В реальных условиях сумма вязкостей двух жидкостей отличается от простой арифметической суммы на неизвестную величину, формирующую значение «фиктивной вязкости» смеси флюидов $\mu_{\text{ф}}$, что при простом их суммировании приводит к нарушению равенства (4) для смеси флюидов, но если подставить в уравнение фиктивную вязкость $\varepsilon^+ = \varepsilon \cdot \mu_{\text{ф}}$, равенство правой и левой частей будет восстановлено.

Разделим неизвестные значения параметров левых частей (4) на их суммарное значение и запишем далее эти соотношения: $(k_1 \cdot h_1) / \varepsilon^+ = a_1$ и $(k_2 \cdot h_2) / \varepsilon^+ = a_2$, а также $(\varepsilon \cdot \mu_{\text{ф}}) / \varepsilon^+ = b$. Здесь a_1 и a_2 есть расчетные долевые квазиобъемы порового пространства, насыщенные подвижными водой и нефтью, или расчетное долевое содержание воды и нефти в общем потоке фильтрующей по пласту жидкости [12]. Действительное содержа-

ние воды и нефти n и $(1-n)$ в потоке жидкости, добываемой из скважины, получают путем анализа ее проб, они обычно отличаются от a_1 и a_2 . Введем согласующие коэффициенты $c_1 = a_1/n$ и $c_2 = a_2/(1-n)$ и откорректируем расчетные значения фильтрующихся объемов воды и нефти: $k_1' \cdot h_1' = k_1 \cdot h_1 / c_1$ и $k_2' \cdot h_2' = k_2 \cdot h_2 / c_2$, они численно равны соответственно $\varepsilon \cdot \mu_1 / c_1$ и $\varepsilon \cdot \mu_2 / c_2$. Сумма этих характеристик должна быть равна $k \cdot h$ (2), полученной в эксперименте. Отсутствие равенства устраняется с помощью согласующего коэффициента пропорциональности a_3 .

Откорректированные фильтрующиеся долевые объемы воды и нефти соответствуют данным химического анализа пробы жидкости, а по абсолютному значению отличаются от прежних параметров $k_1 \cdot h_1$ и $k_2 \cdot h_2$ на одну и ту же величину $\Delta k_1 \cdot h_1 = -\Delta k_2 \cdot h_2 = k_1' \cdot h_1' - k_1 \cdot h_1 = [(k_2' \cdot h_2') - (k_2 \cdot h_2)]$. Величина $\Delta = \varepsilon \cdot \mu_1 / c_1 - \varepsilon \cdot \mu_1 = -(\varepsilon \cdot \mu_2 / c_2 - \varepsilon \cdot \mu_2)$ адекватна интенсивности массообменных процессов [14], протекающих в коллекторе между двумя флюидами, которые формируют фиктивную вязкость смеси флюидов, а также реальную обводненность продукции скважины, отличную от водонасыщенности коллектора. Данная величина, как и ее составляющие, является фильтрационной характеристикой продуктивного пласта, зависящей от абсолютной его проницаемости. Нулевое значение этой величины соответствует раздельной фильтрации флюидов, значение, равное $k_1 \cdot h_1$ или $k_2 \cdot h_2$, – фильтрации однородной жидкости, воды или нефти, а промежуточные значения – степени смешения флюидов в пласте.

Определим первое приближение фазовой проницаемости пласта для воды: $k1_1 = (k_1' \cdot h_1') a_3 / h$, здесь h – первое приближение толщины пласта, фильтрующей воду, берется по заданному условию. Первое приближение фазовой проницаемости пласта для нефти определяется на основе теории Баклея–Леверетта [15] о совместном течении в пласте воды и нефти:

$$k_{12} = k_{11}(\mu_2/\mu_1)(1-n)/n. \quad (5)$$

Проводим проверку параметров для нефти $k_{12} \cdot h = (k_2 \cdot h_2) \cdot a_3$. Отсутствие равенства позволяет определить первые приближения неизвестных величин h_2 и $h_1 = h - h_2$. Дальнейшие вычисления выполняются по специальной программе с использованием итераций.

Результаты расчета динамики гидродинамических характеристик пласта в зависимости от степени обводненности продукции скважины № 272 в качестве адекватного примера представлены на рис. 3–5.

Рис. 3. Изменение относительной фазовой проницаемости пласта в зависимости от обводненности ($\mu_2 = 20,7$ мПа·с; $k_0 = 0,0726$ мкм²): ◆ – вода; ■ – нефть

Рис. 4. Изменение фазовой гидропроводности пласта в зависимости от обводненности ($\mu_2 = 20,7$ мПа·с): ◆ – вода; ■ – нефть

Рис. 5. Изменение долей толщины пласта с различной насыщенностью в зависимости от обводненности ($\mu_2 = 20,7$ мПа·с): ◆ – вода; ■ – нефть

Как видим, динамики гидродинамических характеристик пласта, полученных по первому и второму методам расчетов, в значительной мере отличаются друг от друга. При этом во втором случае удалось определить отдельные фазовые характеристики как по проницаемости, так и по толщине пласта. В частности, абсолютная проницаемость продуктивного пласта по первому методу составила 0,0261 мкм², а по второму – 0,0726 мкм², разница существенна.

Конечно, данная методика расчетов требует экспериментального подтверждения с помощью проведения потокометрических исследований в скважинах, что позволит также выявить источники поступления воды в скважины и, в случае наличия посторонних объектов, откорректировать степень обводнения именно продуктивного пласта, используемую в расчетах. Дальнейшее совершенствование методики позволит также вычислять работающую толщину пласта и фиктивную вязкость смеси флюидов. В настоящем варианте расчетов в качестве исходной работающей толщины продуктивного пласта для ее пофазного разделения принималась эффективная толщина, выделенная по данным ГИС.

Заключение

1. В работе выполнен анализ существующих методов оценки фильтрационных характеристик коллекторов при добыче обводненной продукции скважин, отмечены их недостатки.

2. Предложена методика оценки фильтрационных характеристик пласта при обводнении продукции добывающих скважин.

3. Установлено, что фазовые гидропроводности продуктивного пласта не пропорциональны проценту обводненности продукции скважин, так как дебиты скважин по жидкостям пропорциональны не только гидропроводности пласта, но и приведенному радиусу скважины (скин-фактору), а также величине зоны её питания по каждому из флюидов.

Список литературы

1. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. – М.: Недра, 1973. – 320 с.
2. Лысеко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра. 1987. – 247 с.
3. Крафт Б.С., Хокинс М.Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти: пер. с англ. – М.: Госнаучтехиздат, 1963. – 460 с.
4. ГДИ скважин и методы обработки результатов / Р.С. Хисамов [и др.]; «ВНИИОЭНГ». – М., 2000. – 227 с.
5. Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей / Академия наук, Миннефтепром, ЦКР СССР. – М.: Наука, 1976. – 243 с.
6. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Минэнерго РФ. – М., 2002. – 65 с.
7. РД 153-39.019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний РФ / Минтопэнерго РФ, Госгортехнадзор России. – Уфа, 1997. – 28 с.
8. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / Минтопэнерго РФ. – М., 2000. – 60 с.
9. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений / Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т им. ак. А.П. Крылова. – М., 2002. – 36 с.
10. РД 39-100-91 Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений / Миннефтегазпром РФ, ВНИИ. – М., 1991. – 541 с.
11. РД 153-39.0-109-01. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений: методические указания. – М., 1991. – 82 с.
12. Смит Ч.Р. Технология вторичных методов добычи нефти: пер. с англ. – М.: Недра, 1971. – 288 с.
13. Амикс Дж., Басс Д., Уатинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
14. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород: пер. с нем. – М.: Недра, 1964. – 232 с.
15. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 488 с.
16. Field air permeability and hydraulic conductivity of landfilled municipal solid waste in China / H.Y. Wu, T. Chen, H.T. Wang, W.J. Lu // Journal of environmental management. – 2012. – Vol. 98. – P. 15–22.
17. Surface-area vs. Conductivity-type fracture treatments in shale reservoirs / M. Ramurthy, R.D. Barree, D.R. Kundert, E. Petre, M. Mullen // Spe production & operations. – 2011. – Vol. 26, is. 4. – P. 357–367.
18. Roghanian R., Rasaei M.R., Haghighi M. Prediction of key points of water-oil relative permeability curves using the linear regression Technique // Petroleum science and technology. – 2012. – Vol. 30, is. 5. – P. 518–533.
19. Synthesis and behavior evaluation of a relative permeability modifier / J. Wang, X.Y. Zhu, H.Y. Guo, X.Y. Gong, J.D. Hu // Journal of petroleum science and engineering. – 2011. – Vol. 80, is. 1. – P. 69–74.
20. Maini B., Coskuner G., Jha K. A comparison of steady-state and unsteady-state relative permeabilities of viscous oil and water in ottawa sand // Journal of canadian petroleum technology. – 1990. – Vol. 29, is. 2. – P. 72–77.
21. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Чалов С.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при разработке залежей нефти с высокой газонасыщенностью // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 104–106.
22. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3.
23. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 28–29.
24. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
25. Поплыгин В.В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 20 с.
26. Поплыгин В.В., Головизина А.А. Прогнозирование отборов нефти при разработке нефтяных месторождений с учетом изменения продуктивности скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 8. – С. 24–26.

References

1. Orlov V.S. Proektirovanie i analiz razrabotki nef'tianykh mestorozhdenii pri rezhimakh vytesneniia nef'ti vodoi [Design and analysis of oil field development in the modes of displacement of oil by water]. Moscow: Nedra, 1973. 320 s.
2. Lyseko V.D. Proektirovanie razrabotki nef'tianykh mestorozhdenii [Design of oil fields development]. Moscow: Nedra, 1987. 247 s.
3. Kraft B.S., Khokins M.F. Prikladnoi kurs tekhnologii dobychi nef'ti: per. s angl. Moscow: Gosnauchtekhizdat, 1963. 460 s.
4. Khisamov R.S. et al. GDI skvazhin i metody obrabotki rezul'tatov [PRU wells and methods of data processing]. Moscow: VNIIOENG, 2000. 227 s.
5. Regulirovanie protsessov ekspluatatsii [Regulation of processes operating oil fields]. Moscow: Nauka, 1976. 243 s.
6. RD 153-39.0-110-01. Metodicheskie ukazaniia po geologo-promyslovomu analizu razrabotki nef'tianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii [Guidelines for the routine analysis of geological and development of oil and gas deposits]. Moscow: Minenergo RF, 2002. 65 s.
7. RD 153-39-019-97. Metodicheskie ukazaniia po opredeleniiu tekhnologicheskikh poter' nef'ti na predpriiatiakh nef'tianykh kompanii RF [Guidelines for the determination of technological losses of oil companies in the Russian oil companies]. Ufa: Mintopenergo RF, Gosgortekhnadzor Rossii, 1997. 28 s.
8. RD 153-39.0-047-00. Reglament po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei nef'tianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii [Regulations to establish a permanent geological-technological models of oil and gas deposits]. Moscow: Mintopenergo RF, 2000. 60 s.
9. Pravila razrabotki nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii [Regulation of oil and gas fields]. Moscow: PC«Vserossiiskii nef'tegazovyi nauchno-issledovatel'skii institut im. akademika A.P. Krylova, 2002. 36 s.
10. RD 39-100-91 Metodicheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim, promyslovo-geofizicheskim i fiziko-khimicheskim metodam kontrolya razrabotki nef'tianykh mestorozhdenii [Toolkit for hydrodynamic, geophysical, and physical-chemical methods of control of oil field development]. Moscow: Minneftegaz-prom RF, VNII, 1991. 541 s.
11. RD 153-39.0-109-01 Metodicheskie ukazaniia. Kompleksirovanie i etapnost' vypolneniia geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh issledovaniy nef'tianykh i gazoneftianykh mestorozhdenii [Integration and implementation of phasing of geophysical, hydrodynamic studies of oil and gas deposits: guidelines]. Moscow, 1991. 82 s.
12. Smit Ch.R. Tekhnologiya vtorichnykh metodov dobychi nef'ti [The technology of secondary oil recovery methods]. Moscow: Nedra, 1971. 288 s.
13. Amiks Dzh., Bass D., Uating R. Fizika nef'tianogo plasta [Physics of the oil reservoir]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962. 572 s.
14. Engel'gardt V. Porovoe prostranstvo osadochnykh porod [Pore space of sedimentary rocks]. Moscow: Nedra, 1964. 232 s.
15. Maksimov M.I. Geologicheskie osnovy razrabotki nef'tianykh mestorozhdenii [The geological basis for the development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1975. 488 s.
16. Wu H.Y., Chen T., Wang H.T., Lu W.J. Field air permeability and hydraulic conductivity of landfilled municipal solid waste in China. *Journal of environmental management*, 2012, Vol. 98, pp. 15–22.
17. Ramurthy M., Barree R.D., Kundert D.R., Petre E., Mullen M. Surface-area vs. conductivity-type fracture treatments in shale reservoirs. *Spe production & operations*, 2011, Vol. 26, Is. 4, pp. 357–367.
18. Roghanian R., Rasaei M.R., Haghighi M. Prediction of key points of water-oil relative permeability curves using the linear regression technique. *Petroleum science and technology*, 2012, Vol. 30, Is. 5, pp. 518–533.
19. Wang J., Zhu X.Y., Guo H.Y., Gong X.Y., Hu J.D. Synthesis and behavior evaluation of a relative permeability modifier. *Journal of petroleum science and engineering*, 2011, Vol. 80, Is. 1, pp. 69–74.
20. Maini B., Coskuner G., Jha K. A comparison of steady-state and unsteady-state relative permeabilities of viscous oil and water in ottawa sand. *Journal of canadian petroleum technology*, 1990, Vol. 29, Is. 2, pp. 72–77.

21. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Chalov S.V. Изменение продуктивности добывающих скважин при разработке залежей нефти с высокой газонасыщенностью [The productivity of wells in the development of oil with high gas saturation]. *Нефтяное хозяйство*, 2010, no. 8, pp. 104–106.
22. Poplygin V.V., Galkin S.V. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей [The forecast rapid assessment indicators of oil deposits]. *Нефтяное хозяйство*, 2011, no. 3.
23. Poplygin V.V. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти [Dynamics of productivity of wells with high gas saturation of reservoir oil]. *Нефтяное хозяйство*, 2011, no. 10, pp. 28–29.
24. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений [The productivity of wells in the reservoir and reducing bhp]. *Нефтяное хозяйство*, 2011, no. 8, pp. 120–122.
25. Poplygin V.V. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья) [Predicting well productivity and the rate of oil recovery at high gas saturation of reservoir oil (for example deposits of the Upper Kama)]: avtoref. dis. ... kand. tehn. nauk. SPb., 2011. 20 s.
26. Poplygin V.V., Golovizina A.A. Прогнозирование отборов нефти при разработке нефтяных месторождений с учетом изменения продуктивности скважин [Prediction of oil extractions in the development of oil fields, taking into account changes in the productivity of wells]. *Нефть, газ и бизнес*, 2011, no. 8, pp. 24–26.

Об авторах

Дзюбенко Анатолий Иванович (Пермь, Россия) – горный инженер, преподаватель Пермского нефтяного колледжа (614077, г. Пермь, бульвар Гагарина, 54; e-mail: idd3011@yandex.ru).

Никонов Андрей Николаевич (Пермь, Россия) – директор ООО «Универсал-Сервис» (614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16а; e-mail: ANikonov@usvc.ru).

About the authors

Dziubenko Anatoliy I. (Perm, Russia) – mining engineer, lecturer of Perm oil college (614077, Perm, Gagarin boulevard, 54; e-mail: idd3011@yandex.ru).

Nikonov Andrey N. (Perm, Russia) – director, Universal-Service Ltd. (614000, Perm, ul. Petropavlovskaja, 16a; e-mail: ANikonov@usvc.ru).

Получено 11.05.2012