



Общероссийский математический портал

А. В. Радаев, С. П. Плохотников, Ф. Х. Тазюков, А. Н. Сабирзянов, И. Т. Салимьянов, Нестационарная фильтрация потока «нефть-СО₂» в однородном пласте при различных термобарических условиях, *Матем. моделирование*, 2021, том 33, номер 2, 109–124

DOI: 10.20948/mm-2021-02-08

Использование Общероссийского математического портала Math-Net.Ru подразумевает, что вы прочитали и согласны с пользовательским соглашением

<http://www.mathnet.ru/rus/agreement>

Параметры загрузки:

IP: 18.97.9.168

27 марта 2025 г., 06:44:39



НЕСТАЦИОНАРНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПОТОКА «НЕФТЬ-СО₂» В ОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

© 2021 г. *А.В. Радаев**, *С.П. Плохотников***, *Ф.Х. Тазюков***,
*А.Н. Сабирзянов***, *И.Т. Салимьянов***

* Институт прикладных исследований, Академия наук Республики Татарстан

** Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет»

radaev_neftianik@mail.ru

DOI: 10.20948/mm-2021-02-08

Разработан экспериментальный стенд для исследования гидродинамики потока «нефть-сверхкритический СО₂» в однородной терригенной пористой среде при давлениях до 25 МПа и температурах до 473К. Экспериментальный стенд позволяет измерять растворимость диоксида углерода в нефти и нефти в диоксиде углерода в процессе нестационарной фильтрации системы «нефть-сверхкритический СО₂» в низкопроницаемой однородной пористой среде в динамическом режиме. Проведены исследования растворимости модельной маловязкой нефти при вытеснении ее из модели терригенного однородного нефтяного пласта, проведены исследования динамической вязкости жидкой субстанции «нефть-сверхкритический СО₂». На основании полученных экспериментальных данных по теплофизическим свойствам систем «нефть-сверхкритический СО₂» разработана математическая модель процесса нестационарной фильтрации потока «нефть-сверхкритический СО₂» в низкопроницаемой однородной пористой среде. Задача решалась численно методом конечных разностей. В процессе дискретизации использовалась схема неявная по давлению и явная по насыщенности (так называемый метод IMPES). А именно, на каждый момент времени рассчитывалось давление из системы линейных уравнений, при этом насыщенность бралась из предыдущего временного слоя. Затем насыщенность пересчитывалась явно с использованием найденных давлений. При дискретизации производной для соседних узлов берется проницаемость из узла, в котором давление больше (то есть использовалась схема «вверх по потоку»). Сходимость решения контролировалась проведением численных экспериментов на сгущающихся сетках. Разработанная математическая модель позволила рассчитать значения коэффициента вытеснения реальной нефти. Выявлены механизмы увеличения нефтеотдачи из проницаемых и низкопроницаемых пористых сред.

Ключевые слова: сверхкритический флюид, коэффициент вытеснения нефти, низкопроницаемая пористая среда, нестационарная многокомпонентная фильтрация, относительная фазовая проницаемость.

**UNSTEADY FILTRATION OF THE OIL-CO₂ FLOW
IN A HOMOGENEOUS RESERVOIR
UNDER DIFFERENT TEMPERATURE AND PRESSURE CONDITIONS**

A.V. Radaev, S.P. Plohotnikov**, F.Kh. Tazyukov**,
A.N. Sabirzyanov**, I.T. Salimyanov***

* Institute for Applied Research Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

** Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Kazan National Research Technological University"

An experimental stand has been developed to study the hydrodynamics of the "oil-supercritical CO₂" flow in a homogeneous porous terrigenous medium at pressures up to 25 MPa and temperatures up to 473K. The experimental stand makes it possible to measure the solubility of carbon dioxide in oil and oil in carbon dioxide during non-stationary filtration of the oil-supercritical CO₂ system in a low-permeability homogeneous porous medium in a dynamic mode. The study of the solubility of the model low-viscosity oil when displacing it from the model of a terrigenous homogeneous oil reservoir, the study of the dynamic viscosity of the liquid substance "oil-supercritical CO₂". Based on the obtained experimental data on the thermophysical properties of the systems "oil-supercritical CO₂", a mathematical model of the process of unsteady filtration of the flow "oil-supercritical CO₂" in a low-permeability homogeneous porous medium has been developed. The problem was solved numerically by the finite difference method. In the process of sampling, a scheme was used implicit in pressure and explicit in saturation (the so-called IMPES method). Namely, for each moment of time, the pressure was calculated from a system of linear equations, while the saturation was taken from the previous time layer. Then the saturation was recalculated explicitly using the found pressures. When discretizing the derivative for adjacent nodes, the permeability is taken from the node in which the pressure is higher (that is, the "upstream" scheme was used). The convergence of the solution was controlled by performing numerical experiments on condensed grids. The developed mathematical model made it possible to calculate the values of the displacement coefficient of real oil. The mechanisms of increased oil recovery from permeable and low-permeability porous media have been identified.

Key words: supercritical fluid, oil displacement coefficient, low-permeability porous medium, non-stationary multicomponent filtration, relative phase permeability.

1. Введение

Более 60% нефтяных месторождений в России в настоящее время относятся к категории трудноизвлекаемых [1], значительная часть из них приходится на пласты, проницаемостью менее 0.05 мкм², то есть низкопроницаемые. При этом характерной особенностью современной нефтедобычи в России является увеличение доли вязких и высоковязких нефтей с вязкостью 30 мПа*с и выше, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам. Освоение их с использованием вторичных методов увеличения нефтеотда-

чи, (заводнение пласта, газовые методы увеличения нефтеотдачи, потокоотклоняющие методы) затруднительно вследствие наличия пороговых ограничений по вязкости пластовой нефти, проницаемости пористой среды, а достигаемые значения коэффициента извлечения нефти (КИН) не превышает 20-22%, что не удовлетворяет новым лицензионным требованиям ЦКР «Роснедра» по КИН (КИН более 25%).

Требуется разработка новых третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые позволяют преодолеть пороговые ограничения по вязкости пластовой нефти и проницаемости пористой среды. В качестве таких предлагается использовать сверхкритические флюидные системы, которые позволяют преодолеть пороговые ограничения вторичных МУН, могут применяться на любой стадии освоения месторождения и позволяют утилизировать крупнотоннажные промышленные выбросы углекислого газа.

При этом в настоящее время для описания процесса вытеснения нефти применяются модели фильтрации системы «жидкость-жидкость», «жидкость-газ», описывающие многофазную многокомпонентную фильтрацию сжимаемой и несжимаемой жидкости, фильтрацию газированной жидкости [2, 3]. Основой же для описания третичных МУН должны быть модели, описывающие процесс фильтрации системы «жидкость-сверхкритический флюид», построенные на основании экспериментальных и расчетных данных по гидродинамике вязкого многокомпонентного потока «жидкость-сверхкритический флюид», вязкости, плотности вязкого потока «жидкость-сверхкритический флюид», фазовых равновесий в пластовых системах, полученных по результатам экспериментальных и численных исследований по взаимной растворимости пластовых жидкостей. Построение математических моделей третичных МУН направлено на совершенствование методов разработки залежей трудноизвлекаемой нефти и является на сегодняшний день актуальной задачей.

2. Экспериментальное исследование

С целью экспериментального исследования процесса фильтрации «нефть - сверхкритический СО₂», были разработаны и созданы экспериментальные стенды, утверждены и аттестованы методики исследования растворимости СО₂ в нефти, вязкости газонасыщенных нефтей и процесса вытеснения нефти сверхкритическим СО₂ из однородной насыпной модели пласта при давлениях до 25 МПа, температурах до 473 К. Схема экспериментального стенда для измерения растворимости СО₂ в нефти в процессе нестационарной фильтрации потока «нефть-сверхкритический СО₂» представлена на рис.1, кернодержатель для насыпной модели пласта – на рис.2 [4-7].

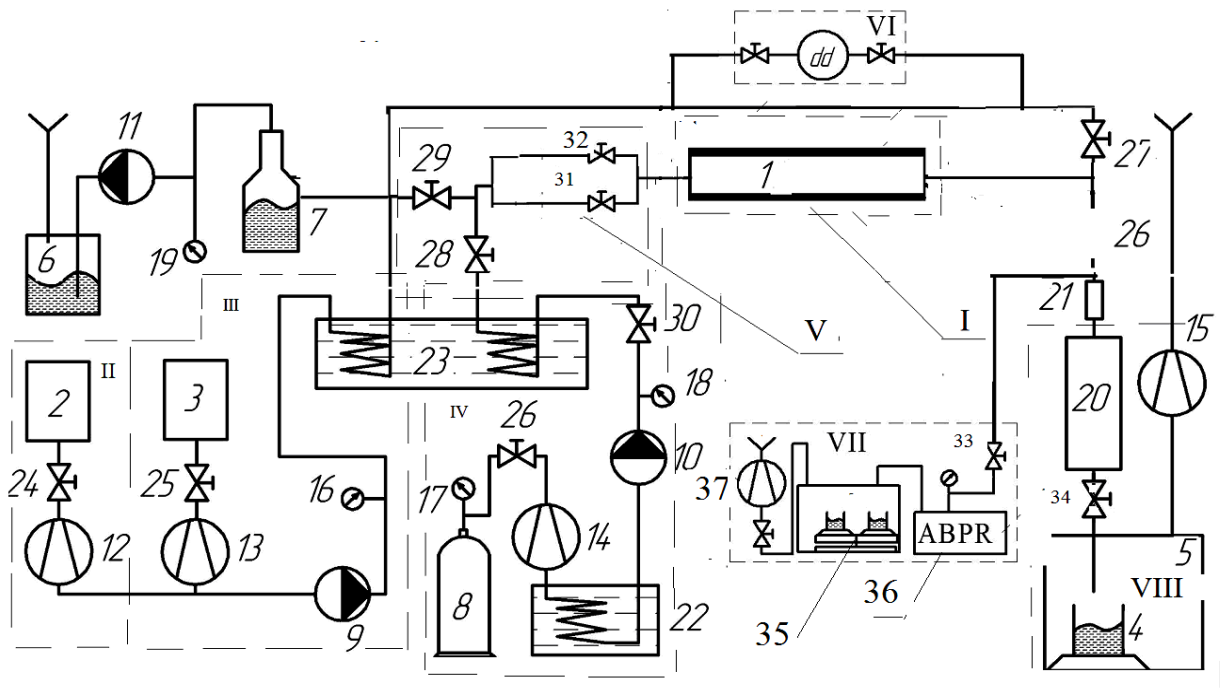


Рис.1. Экспериментальный стенд для проведения исследования растворимости диоксида углерода в нефти: 1 – модель пласта; 2 – бак питательный с водой; 3 – бак питательный с нефтью; 4 – сосуд отбора пробы нефти; 5 – приемная емкость газов; 6 – приемная емкость масла; 7 – колба Бунзена; 8 – баллон с газом; 9 – насос высокого давления для закачки воды или нефти; 10 – насос высокого давления для закачки жидкого диоксида углерода; 11 – вакуумный насос; 12 – расходомер воды; 13 – расходомер нефти; 14, 15 – CO_2 – расходомеры; 16 – 19 – манометры; 20 – сепаратор; 21 – фильтр; 22 – криотермостат; 23 – термостат нагревающий; 24 – 34 – вентили запорные, 35 – ABPR (обратный регулятор давления); 36 – сосуд газожидкостного равновесия; 37 – сосуд отбора пробы газа. Экспериментальная установка состоит из следующих систем и узлов: I – модель пласта, II – система насыщения модели пласта водой, III – система насыщения модели пласта нефтью, IV – система закачки CO_2 в модель пласта, V – система создания оторочек сверхкритического углекислого газа и воды, VI – система измерения градиента давления, VII – система газожидкостного равновесия; VIII – система отбора проб газа.

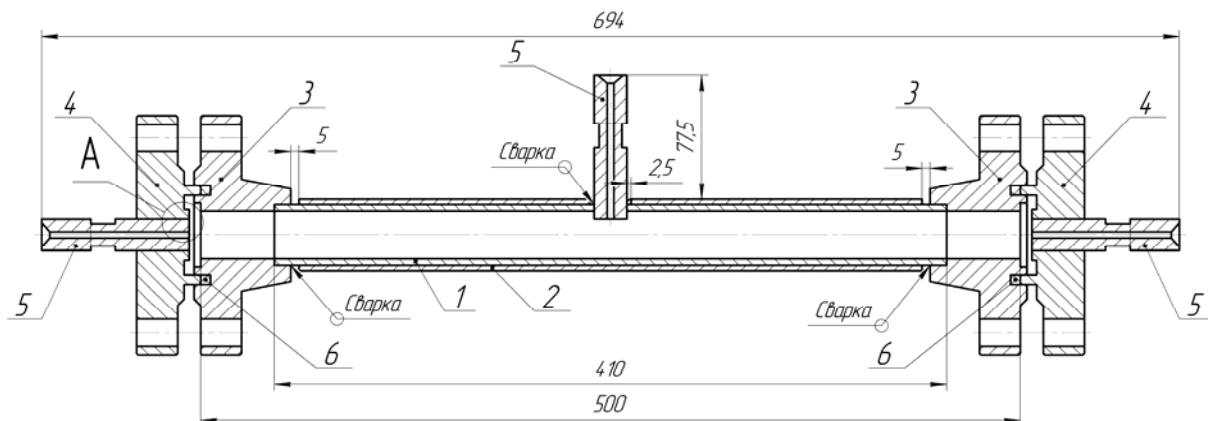


Рис.2. Схема кернодержателя для насыпной модели пласта: 1 – внутренняя труба, 2 – наружная труба; 3, 4 – фланец, 5 – штуцер, 6 – прокладка.

Основной конструктивной частью модели пласта является кернодержатель. Модель нефтяного однородного пласта в настоящей работе изготовлены в соответствии с требованиями, предъявляемыми к сосудам высокого давления [8] и представляет собой сосуд высокого давления (кернодержатель) внутренним диаметром 28 мм, набиваемый кварцевым песком одной фракции, насыщаемый нефтью и обводняемый путем закачки в модель пласта воды.

Методика проведения эксперимента заключается в следующем (рис.1). В начале эксперимента открываются вентили 26, 28-32 и диоксид углерода посредством насоса высокого давления 10 через фильтр-осушитель начинает поступать в кернодержатель 1, в котором происходит процесс многокомпонентной фильтрации. Из кернодержателя смесь углекислого газа и нефти поступает в сепаратор 20, из которого нефть с растворенным газом поступает в систему газожидкостного равновесия и накапливается в сосуде газожидкостного равновесия 36, а газ, растворенный в нефти, поступает в сосуд отбора пробы газа 37. Накапливаемая в сосуде газожидкостного равновесия нефть выливается в мерные цилиндры, взвешиваемые на электронных весах с погрешностью ± 0.05 г, а сосуд отбора пробы газа так же взвешивается на электронных весах с погрешностью ± 0.05 г.

Углекислый газ с растворенной в нем нефтью, выходящий из кернодержателя, поступает в систему отбора проб газа VIII и накапливается в приемной емкости газа 5, из которой газ направляется в набор резиновых колб, взвешиваемых на электронных весах с абсолютной погрешностью ± 0.05 г. После чего приемная емкость газов переворачивается и производится слив оставшейся в ней нефти в мерные цилиндры, которые взвешиваются на электронных весах с той же погрешностью.

По окончании эксперимента составляется материальный баланс по газу и нефти в сосуде газожидкостного равновесия 36 и сосуде отбора пробы газа 37.

Материальный баланс по СО₂ в сосуде газожидкостного равновесия:

$$m_{CO_2}^{n.co} = \sum m_p, \quad (1)$$

где $\sum m_p$ – масса СО₂, сливаемой из сосуда газожидкостного равновесия в резиновые колбы.

Материальный баланс по нефти в сосуде газожидкостного равновесия

$$m_n^{c.pav} = \sum m_k + m_{колб}, \quad (2)$$

где $\sum m_k$ – масса нефти, сливаемой из сосуда сбора нефти в резиновые кол-

бы, $m_{\text{колб}}$ – масса нефти, выходящей вместе с CO_2 в резиновую колбу. Определяется по массе резиновой колбы с нефтью после измерения массы CO_2 в резиновой колбе.

Растворимость углекислого газа в нефти определяется из уравнения:

$$x = \frac{m_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} \bigg/ \left(\frac{m_{\text{H}}}{M_{\text{H}}} + \frac{m_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} \right). \quad (3)$$

3. Измерение динамической вязкости газонасыщенных нефтей в широком интервале температур и давлений

Измерение динамической вязкости газонасыщенных углеводородов и реальных нефтей осуществляется на экспериментальной установке оригинальной конструкции [9], которая позволяет проводить измерения в интервале давлений до 50 МПа, температур до 200°C. Схема экспериментальной установки представлена на рис.3.

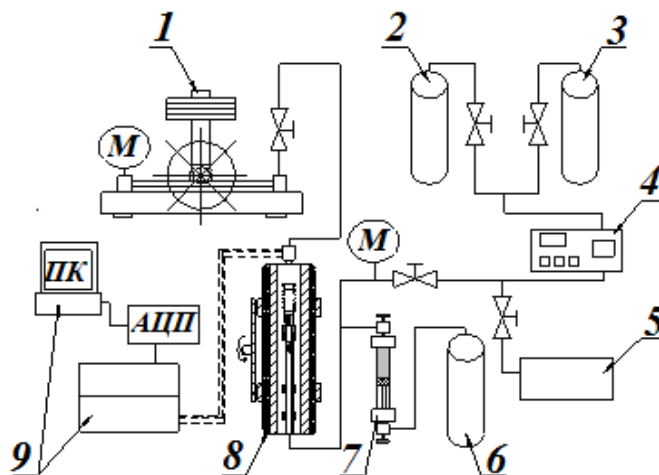


Рис.3. Схема экспериментальной установки: 1 – манометр грузопоршневой МП – 600, 2 – сосуд с исследуемым веществом, 3 – баллон с инертным газом, 4 – насос высокого давления, 5 – вакуумный насос, 6 – газовый компонент, 7 – термокомпрессор, 8 – сосуд вискозиметрический, 9 – система сбора и анализа информации.

Экспериментальная установка состоит из следующих систем и узлов: вискозиметрический сосуд, системы создания и измерения давления, системы измерения и регулирования температуры и схемы автоматического измерения времени падения груза. Вискозиметрический сосуд (рис.4а) представляет собой автоклав высокого давления, Основной деталью измерительного узла является измерительная ячейка (рис.4а, б)), представляющая собой трубку 1. К верхней части посредством пайки подсоединяется металлический сильфон. Заполнение исследуемым углеводородом, поддержание и измерение давления осуществляется с нижнего накидного патрубка.

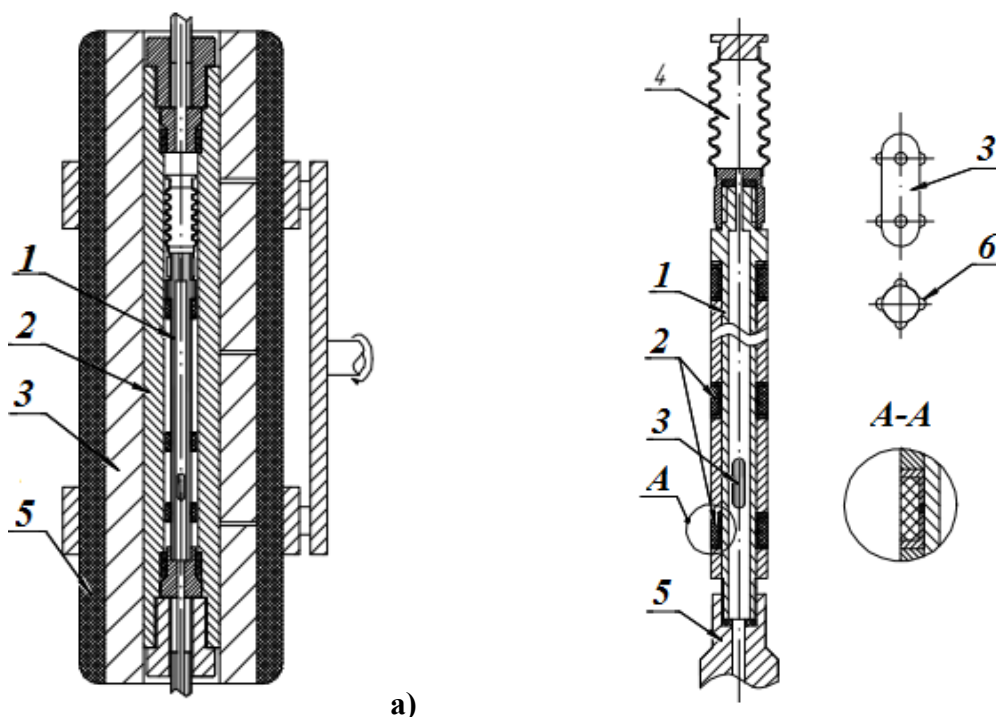


Рис.4. Схемы: а) вискозиметрического сосуда: 1 – измерительная ячейка, 2 – автоклав, 3 – медный блок, 4 – термоизоляция; б) измерительной ячейки: 1 – труба, 2 – катушки индуктивности, 3 – падающий груз, 4 – сильфон, 5 – подводящий патрубок, 6 – выступы центрирующие.

Процесс измерения состоит из следующих последовательных операций: создание равновесия между жидкостью и газом, регистрация времени падения груза с одновременным циклическим опросом сигнала катушек при помощи аналого-цифрового преобразователя (АЦП) следящего типа.

Результаты пробных опытов по измерению растворимости и динамической вязкости систем «нефть-диоксид углерода» приведены на рис.5а, б.

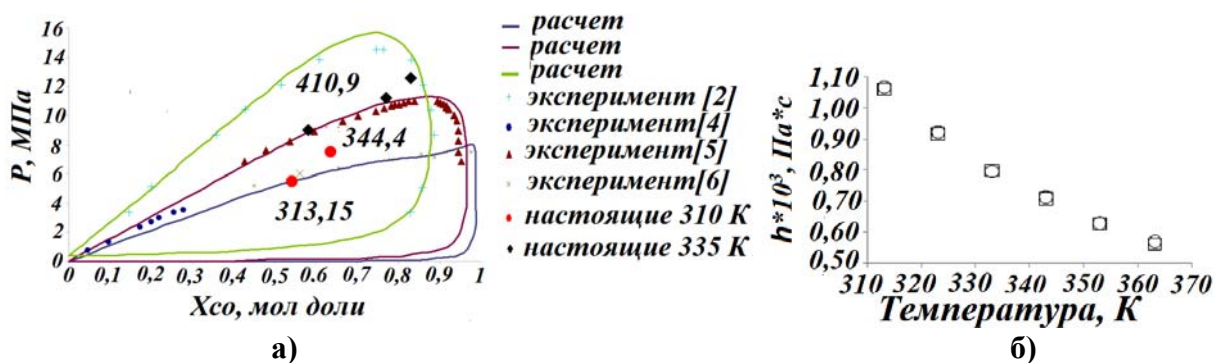


Рис.5. Результаты пробных опытов по измерению а) растворимости диоксида углерода в нефти; б) динамической вязкости газонасыщенного углеводорода.

Полученные данные хорошо согласуются с литературными данными в пределах погрешности эксперимента по растворимости 14.4%, динамической вязкости 3.3%.

На экспериментальных установках проведены исследования по измерению растворимости CO₂ в нефти и коэффициента динамической вязкости нефти Степноозерского месторождения Республики Татарстан. Результаты измерения приведены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты измерения динамической вязкости нефти Степноозерского месторождения Республики Татарстан (начальная вязкость нефти 387 мПа*с).

Массовая доля CO ₂ в нефти, доли	Экспериментальное значение динамической вязкости нефти, мПа*с
0.05	191
0.2	141
0.4	98

4. Математическая модель процесса фильтрации нестационарного вязкого потока «нефть-сверхкритический CO₂» в однородной пористой среде

Математическая модель [10] разработана с учетом следующих допущений: процесс изотермический, движение флюида безынерционное, подчиняется закону Дарси, температура флюида и скелета пласта в каждом элементарном объеме совпадают, деформация скелета пористой среды отсутствует, среда характеризуется усредненными теплофизическими и физико-химическими свойствами, массообмен между твердой поверхностью породы и компонентами жидкости отсутствует. Обозначения, применяемые при разработке настоящей математической модели, приведены на рис.6.

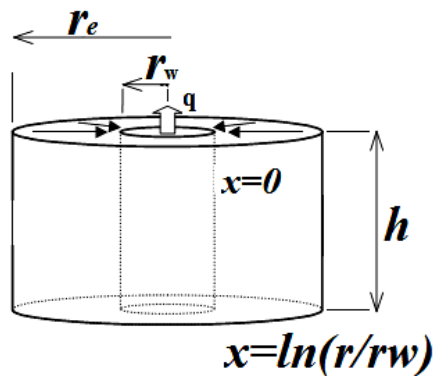


Рис.6. Обозначения, применяемые в математической модели процесса нестационарной фильтрации субстанции «нефть-сверхкритический CO₂».

В общем виде для двухфазной двухкомпонентной фильтрации математическая модель выглядит следующим образом.

Уравнения неразрывности для фазы «нефть»:

$$\frac{1}{r_w^2} \exp(-2x) \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \cdot \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right). \tag{4}$$

Уравнения неразрывности для системы «нефть-диоксид углерода»:

$$\frac{1}{r_w^2} \exp(-2x) \frac{\partial}{\partial x} \left[k \left(\frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial p_g}{\partial x} + \frac{R_{so}}{B_o \mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \right) \right], \quad (5)$$

где φ – пористость модели пласта; B_g, B_o – объемный коэффициент углекислого газа и нефти соответственно; k, k_{ro}, k_{rg} – коэффициент абсолютной проницаемости пористой среды и относительной фазовой проницаемости нефти и газа соответственно; R_{so} – растворимость СО₂ в нефти, определяемая по уравнению состояния А.И. Брусиловского по методике [11]; μ_o, μ_g – динамическая вязкость нефти и углекислого газа соответственно. Для определения динамической вязкости нефти, насыщенной СО₂, применяются следующие уравнения [12]:

$$A = 0.22 / (0.22 + \omega_{CO_2}^2), \quad (6)$$

$$\delta = 0.362 / (0.28 + \omega_{CO_2}) - 0.295, \quad (7)$$

$$\mu_n = A \cdot \mu_{нач}^\delta, \quad (8)$$

где $\mu_{нач}$ – первоначальная динамическая вязкость нефти, ω – массовая доля СО₂ в нефти. Динамическая вязкость углекислого газа в широком диапазоне давлений и температур определяется исходя из методики, которая приведена в [13]. Для замыкания модели используются следующие начальные и граничные условия.

Начальные условия:

$$S_1(r, t) \Big|_{t=0} = S_{1ex}, \quad (9)$$

где S_{1ex} – насыщенность нефтью на входе в модель пласта.

Граничные условия второго рода:

$$Q_j = 2\pi h k \frac{k_{rj}}{\mu_j} \cdot \frac{\partial p_j}{\partial x} \Big|_{x=\ln(r/r_w)}. \quad (10)$$

Замыкающие соотношения приняты по насыщенностям пористой среды:

$$S_2 = 1 - S_1. \quad (11)$$

Другим замыкающим соотношением является уравнение, определяющее связь между давлениями в фазах, то есть капиллярное давление:

$$p_1 - p_2 = p_k(\sigma), \quad (12)$$

где σ – значение межфазного поверхностного натяжения.

После дискретизации системы (5), (6) получим:

$$\begin{aligned}
 & (B_{0,i} - R_{s0,i} B_{g,i}) k \cdot \left[\left(\frac{k_{r0}}{B_0 \mu_0} \right)_{i+1/2} (p_{0,i+1}^{n+1} - p_{0,i}^{n+1}) - \left(\frac{k_{r0}}{B_0 \mu_0} \right)_{i-1/2} (p_{0,i}^{n+1} - p_{0,i-1}^{n+1}) \right] + \\
 & + B_{g,i} k \cdot \left[\left(\left(\frac{k_{rg}}{B_g \cdot \mu_g} \right)_{i+1/2} + R_{s0,i+1/2} \left(\frac{k_{r0}}{B_0 \cdot \mu_0} \right)_{i+1/2} \right) \times (p_{0,i+1}^{n+1} - p_{0,i}^{n+1}) - \right. \\
 & \left. - \left(\left(\frac{k_{rg}}{B_g \cdot \mu_g} \right)_{i-1/2} + R_{s0,i-1/2} \left(\frac{k_{r0}}{B_0 \cdot \mu_0} \right)_{i-1/2} \right) \times (p_{0,i}^{n+1} - p_{0,i-1}^{n+1}) \right] = \quad (13)
 \end{aligned}$$

$$= \varphi_i \times (p_{0,i}^{n+1} - p_{0,i}^n) \cdot \frac{\Delta x^2 r^2}{\Delta t} \exp(2x_i), \quad i = 2, \dots, N-1,$$

$$S_{0,i}^{n+1} = S_{0,i}^n \frac{B_{0,i}^{n+1}}{B_{0,i}^n} + \frac{B_{0,i}^{n+1}}{\varphi} \frac{\Delta t}{\Delta x} \frac{Q_t^n}{\pi h r_w^2 \cdot e^{2xi}} \times \left[\frac{f_0(S_{0,i+1}^n)}{B_{0,i+1}^n + B_{0,i}^n} - \frac{f_0(S_{0,i}^n)}{B_{0,i}^n + B_{0,i-1}^n} \right], \quad (14)$$

$$2 \leq i \leq N-1,$$

где
$$f_0 = \frac{k_{r0}}{\mu_0} \left/ \left(\frac{k_{r0}}{\mu_0} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) \right. \quad (15)$$

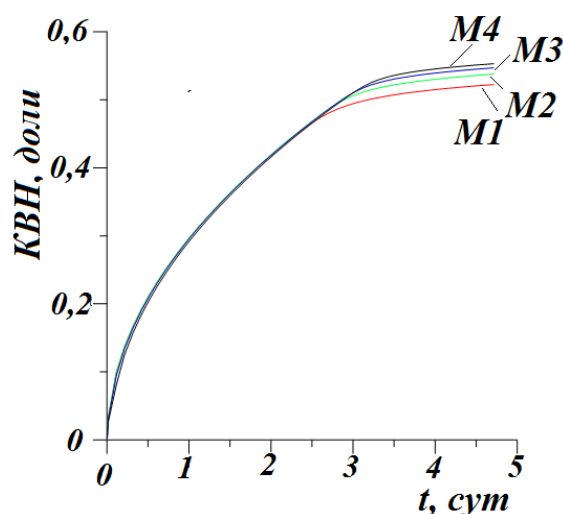
Апробация математической модели процесса вытеснения нефти сверхкритическим CO₂ осуществлена путем сравнения численных результатов, полученных с помощью лицензионного программного комплекса DELPHI с результатами экспериментальных исследований [14]. При апробации математической модели было сделано физически обоснованное допущение о равенстве давлений в фазах в режиме смешивающегося вытеснения, то есть $p_1 = p_2$. В этом случае граница раздела фаз отсутствует, а межфазное поверхностное натяжение равно нулю.

Условия проведения численного эксперимента приведены в табл.2.

Таблица 2. Параметры модели.

Давление нагнетания углекислого газа, МПа	12
Температура проведения опыта, °С	60
Абсолютная проницаемость модели пласта, мкм ²	0.048

На рис.7 показана сходимость численного решения на сгущающихся сетках. В расчетах принята сетка М3.



Обозначение	Число узлов
M1	30
M2	40
M3	50
M4	60

Рис.7. Сходимость на сгущающихся сетках.

Устойчивость процесса обеспечивалась выполнением условия Куранта:

$$\alpha \cdot \Delta t / \Delta x^2 \ll 1, \quad (16)$$

где α – параметр схемы.

При апробации математической модели принято следующее уравнение для расчета значений ОФП в широком диапазоне термобарических условий:

$$k = k_{ro}^* \left(\frac{S_0 - S_{0r}}{1 - S_{0r} - S_{gc}} \right)^{n_0}, \quad (17)$$

где S_{0r} – остаточная нефтенасыщенность пористой среды, доли; S_0 – начальная нефтенасыщенность пористой среды, доли; S_{gc} – критическое значение нефтенасыщенности пористой среды, доли.

Так же, как и при проведении сравнительных расчетов, принято, что в системе отсутствует межфазное поверхностное натяжение. Показатели степени приняты $n_0=1.654$ в соответствии с [15], начальной и остаточной нефтенасыщенности определяются экспериментально.

На рис.8 представлены результаты сравнения результатов численного моделирования с экспериментальными данными. Коэффициент вытеснения нефти η в ходе проведения эксперимента определяется по формуле:

$$\eta = M_3 / M_1, \quad (18)$$

где M_1 – исходная масса нефти; M_3 – масса нефти в нефтесборнике.

Методика проведения эксперимента утверждена и приведена в [16]. Максимальное значение погрешности измерения коэффициента вытеснения нефти составляет не более 9.1%.

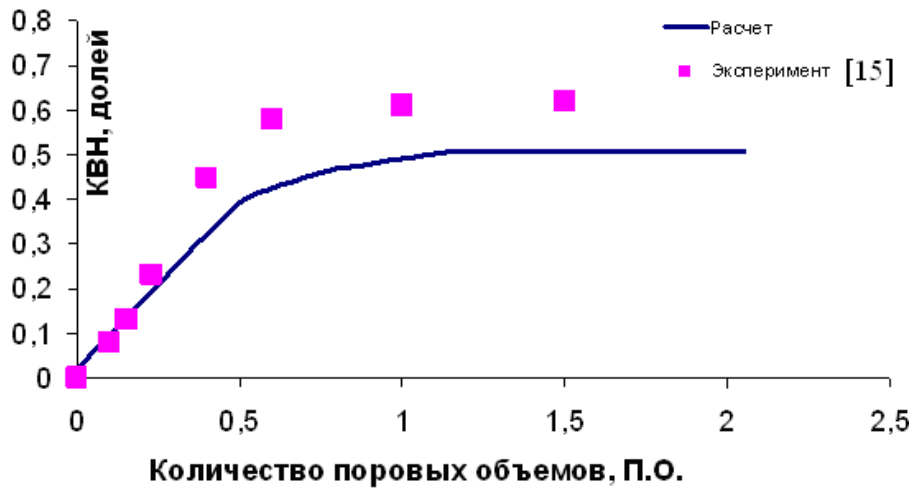


Рис.8. Результаты численного моделирования процесса вытеснения керосина сверхкритическим диоксидом углерода при давлении 12 МПа и температуре 313 К.

Среднеквадратичное отклонение расчетных данных от экспериментальных (критерий Пирсона) составляет 0.97853. Разработанная авторами математическая модель фильтрации системы «нефть-сверхкритический CO₂» качественно верно описывает процесс вытеснения нефти сверхкритическим CO₂, что указывает на возможность ее использования в практическом применении.

Расчет коэффициента вытеснения нефти сверхкритическим CO₂ в диапазоне давлений (7.5-14)МПа и температур (313-333)К произведен с использованием экспериментальных данных по коэффициенту растворимости диоксида углерода в нефти и по значениям коэффициента динамической вязкости нефти, насыщенной диоксидом углерода.

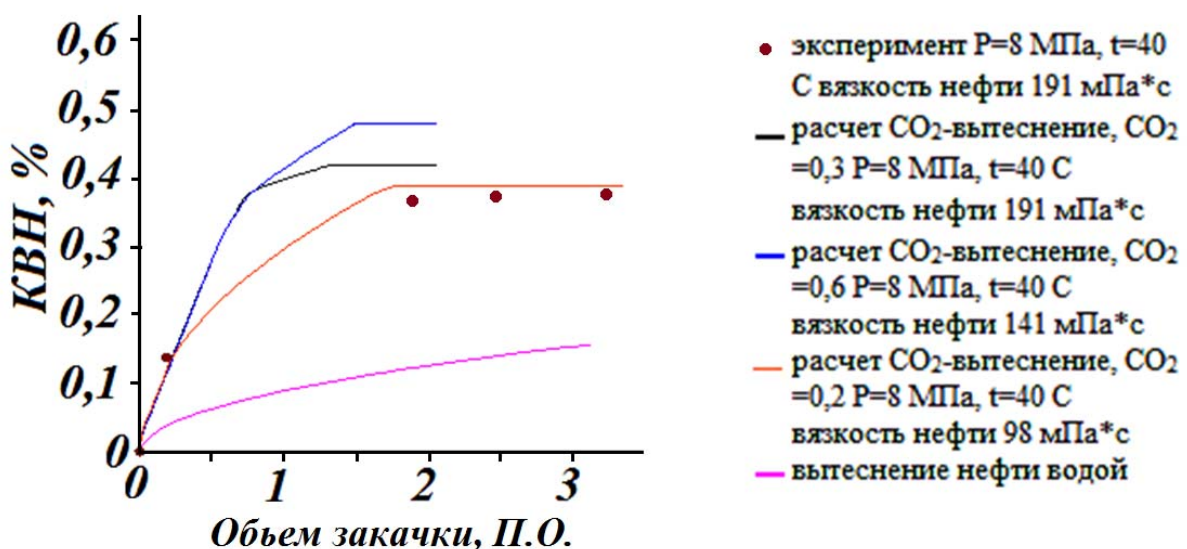


Рис.9. Результаты эксперимента и расчета зависимости коэффициента вытеснения нефти вязкостью 387 мПа*с при н.у. сверхкритическим CO₂ от объема его закачки.

На рис.9 приведены следующие результаты:

1) экспериментальные результаты по вытеснению нефти Степноозерского месторождения Республики Татарстан динамической вязкостью при н.у. 387 мПа*с (с динамической вязкостью при давлении 8 МПа и температуре 40°C равной 191 мПа*с);

2) расчетная кривая по математической модели, разработанной авторами при давлении 8 МПа и температуре 40°C, $\omega_{\text{CO}_2} = 0.2$ (с динамической вязкостью при давлении 8 МПа и температуре 40°C равной 191 мПа*с);

3) расчетная кривая, описывающая процесс вытеснения нефти 387мПа*с сверхкритическим СО₂ при давлении 8 МПа и температуре 40°C, $\omega_{\text{CO}_2} = 0.3$; (с динамической вязкостью при давлении 8 МПа и температуре 40°C равной 141 мПа*с);

4) расчетная кривая, описывающая процесс вытеснения нефти 387мПа*с сверхкритическим СО₂ при давлении 8 МПа и температуре 40°C ($\omega_{\text{CO}_2} = 0.6$) (с динамической вязкостью при давлении 8 МПа и температуре 40°C равной 98 мПа*с);

5) расчетная кривая, описывающая процесс вытеснения нефти 387мПа*с водой при давлении 8 МПа и температуре 40°C.

5. Обсуждение результатов

Экспериментальные исследования показали, во-первых, нелинейную зависимость между массовой долей СО₂ в нефти и ее динамической вязкостью, во-вторых, снижение динамической вязкости газонасыщенной нефти при растворении в ней диоксида углерода по сравнению с начальной в четыре раза, что, в свою очередь, привело к увеличению КВН сверхкритическим СО₂. Расчеты при различных значениях массовой доли СО₂ в нефти подтверждает этот вывод. При этом следует отметить, что снижение значений динамической вязкости газонасыщенной нефти весьма велико уже при давлении 8 МПа, что, в соответствии с расчетами, приводит к увеличению КВН с 37.7% до 48.2%. С практической точки зрения это означает, что применение сверхкритических флюидных систем позволяет увеличить нефтеотдачу высоковязких нефтей.

Кроме того, приведенная на рис.9 экспериментальная кривая (1) показывает, что технология СО₂-вытеснения может быть технологически эффективна при применении ее на низкопроницаемых месторождениях, на которых она позволяет преодолеть пороговые ограничения вторичных методов. Для доказательства этого тезиса на рис.9 приведена расчетная кривая, описывающая закачку в пласт воды. Результаты расчетов показывают, что

технологическая эффективность метода заводнения очень низка и не превышает 30% при значительно более высоких значениях расхода вытесняющего агента.

Выводы

Результаты экспериментальных и расчетных исследований позволяют сделать следующие выводы:

1. Экспериментально получены новые данные по:
 - 1.1. коэффициенту растворимости диоксида углерода в нефти;
 - 1.2. коэффициенту динамической вязкости газонасыщенных нефтей в широком диапазоне давлений и температур.
2. На основании экспериментальных и расчетных данных по теплофизическим свойствам пластовых систем и фазовым равновесиям в них разработана математическая модель процесса нестационарной фильтрации потока «нефть-сверхкритический CO₂» в интервале давлений до 25 МПа, температур до 473К.
3. Получены новые расчетные данные по коэффициенту вытеснения нефти сверхкритическим CO₂ из однородной пористой среды проницаемостью 0.038 мкм².
4. Основным механизмом увеличения нефтеотдачи из низкопроницаемых пластов является снижение динамической вязкости вследствие растворения в ней углекислого газа нефти. Снижение значения динамической вязкости приводит к увеличению подвижности газонасыщенной нефти и, как следствие, к преодолению пороговых ограничений вторичных методов увеличения нефтеотдачи по вязкости пластовой нефти с использованием сверхкритических флюидных систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.Х. Муслимов. Пути совершенствования моделирования процессов разведки и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Матер. Межд. науч.-практ. конференции «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018. – Казань: Изд. Слово, 2018;
R.KH. Muslimov. Puti sovershenstvovaniia modelirovaniia protsessov razvedki i razrabotki mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyi zapasami nefti // Mater. Mezhd. nauchno-prakt. konferentsii «Modelirovanie geologicheskogo stroeniia i protsessov razrabotki - osnova uspeshnogo osvoyeniia neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdenii», 2018, Kazan: Izdatelstvo Slovo, 2018.
2. Х. Азиз, Э. Семтару. Математическое моделирование пластовых систем. - М: Недра, 1982, 407 с.;

- КН. Aziz, E. Settari.* Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem. - М.: Nedra, 1982, 407 s.
3. *Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик.* Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. - М.: Недра, 1972, 288 с;
G.I. Barenblatt, V.M. Entov, V.M. Ryzhik. Teoriia nestatsionarnoi filtratsii zhidkosti i gaza. - М.: Nedra, 1972, 288 s.
 4. *А.В. Радаев.* Влияние термобарических, физико-химических и геологических условий на вытеснение высоковязкой нефти из однородных пластов с использованием сверхкритического СО₂ // Вестник Казанского технол. университета, 2010, №2, с.254-256;
A.V. Radaev. Vliyanie termobaricheskikh, fiziko-khimicheskikh i geologicheskikh uslovii na vytesnenie vysokovyazkoi nefiti iz odnorodnykh plastov s ispolzovaniem sverkhkriticheskogo СО₂ // Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 2010, №2, s.254-256.
 5. *А.В. Радаев.* Влияние термобарических условий в однородном пласте на вытеснение маловязкой нефти сверхкритическим диоксидом углерода // Сверхкритические флюиды: Теория и практика, 2009, т.4, № 3, с.7-15;
A.V. Radaev. Vliyanie termobaricheskikh usloviy v odnorodnom plaste na vytesnenie malovyazkoi nefiti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda // Sverkhkriticheskie flyuidy: Teoriia i praktika, 2009, t.4, № 3, s.7-15.
 6. *А.В. Радаев.* Экспериментальная установка для исследования процесса вытеснения нефти при термобарических условиях реальных пластов с использованием сверхкритических флюидных систем // Вестник Казанского технол. университета, 2009, №3, с.96-102;
A.V. Radaev. Eksperimentalnaia ustanovka dlia issledovaniia protsessa vytesneniia nefiti pri termobaricheskikh usloviyakh realnykh plastov s ispolzovaniem sverkhkriticheskikh flyuidnykh sistem // Vestnik Kazanskogo tekhnol. universiteta, 2009, №3, s.96-102.
 7. *А.В. Радаев.* Термодинамика процесса вытеснения трудноизвлекаемой нефти сверхкритическим диоксидом углерода - Казань, 2010, автореф. дисс. «Термодинамика процесса вытеснения трудноизвлекаемой нефти сверхкритическим диоксидом углерода» канд. техн. наук;
A.V. Radaev. Termodinamika protsessa vytesneniia trudnoizvlekayemoi nefiti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda. Kazan, 2010, avtoreferat dissertatsii «Termodinamika protsessa vytesneniia trudnoizvlekayemoi nefiti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda» kand. tekhn. nauk.
 8. ГОСТ 14249 – 89. Сосуды и аппараты высокого давления. Нормы и методы расчета на прочность. -М.: 55 с.;
GOST 14249 – 89. Sosudy i apparaty vysokogo davleniia. Normy i metody rascheta na prochnost. - М.: 55 s.
 9. *Ф.Н. Шамсетдинов.* Экспериментальная установка для исследования вязкости газонасыщенных жидких углеводородов при давлениях до 50 МПа // Вестник Казанского технологического университета, 2013, т.16, №18, с.112-114;
F.N. Shamsetdinov. Eksperimentalnaia ustanovka dlya issledovaniia viazkosti gazonasyshchennykh zhidkikh uglevodorodov pri davleniyakh do 50 MPa // Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 2013, t.16, №18, s.112-114.
 10. *А.В. Радаев.* Математическая модель процесса нестационарной фильтрации системы «нефть – сверхкритический СО₂» в однородном пласте в широком интервале изменения температур и давлений // Вестник Казанского государственного технического университета им. Туполева, 2019, №3, с.26-29;
A.V. Radaev. Matematicheskaiia model protsessa nestatsionarnoi filtratsii sistemy «neft-sverkhkriticheskii СО₂» v odnorodnom plaste v shirokom intervale izmeneniia temperatur i

davlenii // Vestnik Kazanskogo gosudar. tekhn. univers. im. Tupoleva, 2019, №3, s.26-29.

11. *А.И. Брусиловский*. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. - М: Грааль, 2002, 575 с.;
А.И. Brusilovskii. Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke mestorozhdenii nefiti i gaza. - М: Graal, 2002, 575 s.
12. *И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева*. Расчеты физико – химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. - М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, 448 с;
I.I. Duniushkin, I.T. Mishenko, E.I. Yeliseeva. Raschety fiziko – khimicheskikh svoistv plastovoi i promyslovoi nefiti i vody. - М.: FGUP Izdatelstvo «Neft i gaz» RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina, 2004, 448 s.
13. *И.Ф. Голубев*. Вязкость газов и газовых смесей (Справочное руководство). - М.: ГИФМЛ, 1959, 375 с.;
I.F. Golubev. Viazkost gazov i gazovykh smesei (Spravochnoe rukovodstvo). - М.: GIFML, 1959, 375 s.
14. *А.В. Радаев* Влияние термобарических условий в однородном пласте на вытеснение маловязкой нефти сверхкритическим диоксидом углерода // Сверхкритические флюиды: Теория и практика, 2009, т.4, №3, с.7-15;
A.V. Radaev. Vliyanie termobaricheskikh uslovii v odnorodnom plaste na vytesnenie malovyazkoi nefiti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda // Sverkhkriticheskie flyuidy: Teoriya i praktika, 2009, t.4, №3, s.7-15.
15. *Gabriela B. Savioli, M. Susana Bidner*. Simulation of the oil and gas flow toward a well - A stability analysis / Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, №48, p.53- 69.
16. ТУ-09.10.12.190-073-02069639-2016. Исследование процесса вытеснения нефти из насыпных и карбонатных моделей пласта сверхкритическими флюидными системами, 2016, 25 с.;
ТУ-09.10.12.190-073-02069639-2016. Issledovanie protsessa vytesneniia nefiti iz nasypnykh i karbonatnykh modelei plasta sverkhkriticheskimi flyuidnymi sistemami, 2016, 25 s.

Поступила в редакцию 11.05.2020

После доработки 26.06.2020

Принята к публикации 06.07.2020