

УДК 66.021.3:532.546

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ВОДОИЗОЛЯЦИИ ПОРИСТЫХ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

© 2021 г. Академик РАН В. П. Мешалкин^{1,2}, Р. Н. Якубов^{3,*}, Л. Е. Ленченкова³, В. В. Челноков¹

Поступило 27.07.2021 г.

После доработки 25.10.2021 г.

Принято к публикации 27.10.2021 г.

Разработана трехмерная компьютерная модель комбинированного химико-технологического процесса водоизоляции обводненного нефтяного пласта при заданных геофизических характеристиках околоскважинной зоны и значениях скорости и объема водоизолирующего закачиваемого в пласт раствора. Модель позволяет определить параметры заполнения водоизолирующим раствором пор пласта, которые необходимы для расчета дебитов скважины по нефти и воде. Проведена проверка адекватности разработанной математической модели по результатам сравнительного анализа рассчитанных значений обводненности и дебита по нефти с фактическими показателями эксплуатации скважины после проведения водоизоляции: средняя абсолютная ошибка по дебиту нефти составила 0.5 т/сут, а по обводненности – 0.9%.

Ключевые слова: химико-технологический процесс, моделирование, добыча нефти, водоизоляция, околоскважинная зона пласта, обводненность

DOI: 10.31857/S268695352106008X

Задача повышения энергоресурсоэффективности и рационального извлечения нефти весьма важна для нефтедобывающих компаний. Основной проблемой является высокая обводненность добываемой из пласта продукции. Так, в последнее десятилетие средняя обводненность в России составляет 84%, а в мире – 75%. Это означает, что в России с каждой тонной нефти добывается 5.25 т воды, а в мире – 3 т [1]. Для решения этой проблемы применяются различные технологии водоизоляционных работ, заключающиеся в закачке водоизолирующих составов в призабойную зону (ПЗП) обводненных неоднородных пластов [2]. Проведение таких операций требует остановки скважины, привлечения бригад капитального ремонта скважин и закачки дорогостоящих химических реагентов. Одним из инструментов повышения энергоресурсоэффективности технологических процессов во всех отраслях промышленности является компьютерное моделирование [3, 4]. Поэтому актуальной теоретической и приклад-

ной задачей является математическое и компьютерное моделирование комбинированного химико-технологического процесса водоизоляции нефтяного пласта [5, 6]. На рис. 1а представлена схема объекта моделирования.

Задача математического моделирования процесса закачки и размещения водоизолирующих составов в призабойной зоне пласта с целью блокирования обводненных интервалов, выравнивания профиля притока нефти и воды, перераспределения фильтрационных потоков в околоскважинной зоне нефтяного пласта имеет множество вариантов содержательной постановки и решений, определяемых значительным количеством физико-химических процессов, происходящих в околоскважинной зоне пласта при фильтрации в ней пластовых флюидов и водоизолирующих композиций.

Необходимо учитывать, что процессы фильтрации флюидов в ПЗП и межскважинном пространстве значительно отличаются в силу различия гидродинамических условий потоков. По этой причине содержательная постановка задачи моделирования процессов водоизоляции также будет отличаться от процессов разработки пласта.

Комбинированный химико-технологический процесс водоизоляции обводненного нефтяного пласта представляет собой совокупность следующих процессов (рис. 1): гидродинамический про-

¹ РХТУ им. Д.И. Менделеева, 125047 Москва, Россия

² ИОНХ им. Н.С. Курнакова Российской академии наук, 119071 Москва, Россия

³ Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064 Уфа, Россия

*E-mail: rnyakubov@gmail.com

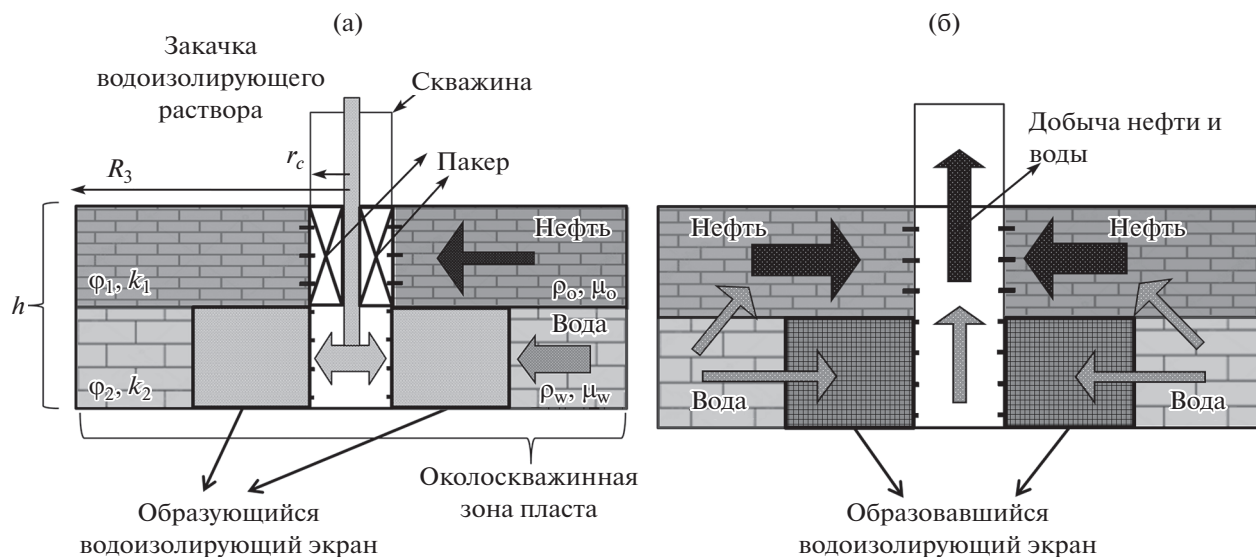


Рис. 1. Упрощенная схема околоскважинной зоны обводненного нефтяного пласта и комбинированного химико-технологического процесса водоизоляции: (а) закачка водоизолирующего раствора; (б) физико-химический процесс гелеобразования раствора и фильтрации нефти и воды с учетом вертикальных потоков. r_c – радиус скважины, м; R_3 – радиус околоскважинной зоны пласта, м; h – толщина пласта, м; ϕ – пористость, д. ед.; k – проницаемость, мкм²; ρ_w , ρ_o – плотность воды и нефти соответственно, кг м⁻³; μ_w , μ_o – вязкость воды и нефти соответственно, мПа с.

цесс закачки органоминерального раствора, физико-химический процесс гелеобразования органоминерального раствора, процесс двухфазной фильтрации нефти и воды с учетом вертикальных потоков.

Для обоснования методики математического моделирования процессов водоизоляции с применением органоминеральных полимеров и процессов фильтрации жидкостей в околоскважинной зоне пласта необходимо принять ряд предположений:

1. Для описания процессов закачки растворов водорастворимых полимеров в призабойную зону пласта необходимо и достаточно использование модели двухфазной фильтрации (водная и нефтяная фазы), что позволит учесть влияние вязкости фаз на процесс закачки гелеобразующего агента и выполнять прогнозные расчеты изменения показателей эксплуатации скважины (обводненность, дебиты по нефти, по воде) после проведения водоизоляционных работ.

2. Моделирование слоистой неоднородности несколькими пропластками с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

3. Учет вертикальной анизотропии проницаемости, а следовательно, и расчет вертикальных фильтрационных потоков между пропластками различной проницаемости. Благодаря этому появляется возможность не только качественно, но и количественно оценить изменение направления потоков нефти и воды в околоскважинной

зоне пласта после проведения водоизоляционных работ.

4. Реализация модели на трехмерной расчетной сетке, что необходимо для учета неоднородности пласта по проницаемости.

При этом разработка математической модели выполнена без учета:

- сжимаемости рассматриваемых флюидов и упругости пористой среды пласта;

- гравитационной составляющей поля градиентов давления, что обусловлено малой продолжительностью процесса закачки технологических жидкостей и небольшими значениями градиентов давления, которые создаются гравитационными силами в сравнении с существующими фильтрационными градиентами в ПЗП в течение всего технологического процесса водоизоляции;

- капиллярных давлений, так как существующие градиенты давления в призабойной зоне пласта в процессах закачки технологических жидкостей и последующей после мероприятия работе скважины существенно их превосходят.

Обобщенная блок-схема математической модели представлена на рис. 2.

Математическая модель процесса фильтрации состоит из следующих основных уравнений:

1. Уравнения сплошности потока (для водной и нефтяной фазы) [7]:

$$\frac{d(\phi\rho_\alpha S_\alpha)}{dt} = -\operatorname{div}(\rho_\alpha u_\alpha) + q_\alpha \quad (1)$$

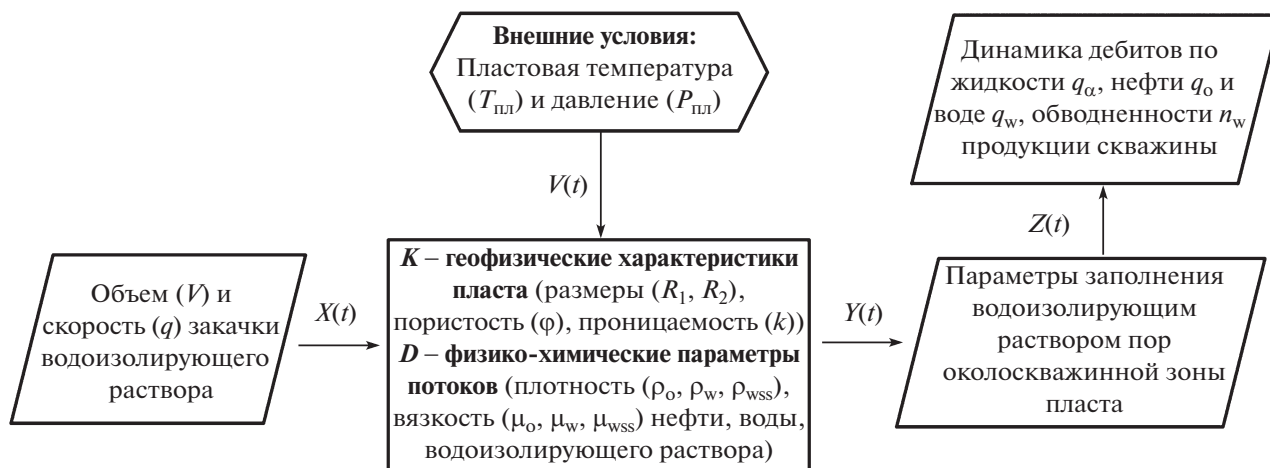


Рис. 2. Упрощенная блок-схема математической модели химико-технологического процесса водоизоляции нефтяного пласта. $X(t)$ – входные параметры (характеристики технологического процесса); $Y(t)$ – выходные параметры (результаты расчета); $Z(t)$ – функции расчета дополнительных параметров, характеризующих эффективность мероприятия.

где $\alpha = w, o$ – индекс, соответствующей определенной фазе: w – вода (*water*), o – нефть (*oil*); ρ_α – плотность фазы α , кг м⁻³; ϕ – коэффициент открытой пористости, д. ед.; t – время процесса, с; S_α – насыщенность фазы α , д. ед.; u_α – фазовая скорость фильтрации, м с⁻¹; q_α – массовая плотность стока или источника фазы α , кг м⁻³ с⁻¹:

$$q_\alpha = \frac{Q_\alpha}{V} \quad (2)$$

где Q_α – расход стока или источника, кг с⁻¹; V – геометрический объем ячейки, м³.

2. Закон линейной фильтрации Дарси:

$$u_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} K (\nabla P - \rho_\alpha g \nabla z) \quad (3)$$

где $k_{r\alpha}$ – относительная фазовая проницаемость, д. ед.; μ_α – коэффициент динамической вязкости, мПа с; K – тензор коэффициента абсолютной проницаемости пористой среды, мкм²; P – давление, Па; g – ускорение свободного падения, м с⁻²; z – вертикальная координата, м.

3. Уравнение нормирования насыщенностей порового пространства:

$$S_w + S_o = 1 \quad (4)$$

Как отмечалось ранее, в рассматриваемой постановке задачи не учитываются сжимаемости пласта и флюидов, тогда уравнение (1) упрощается:

$$\phi \frac{dS_\alpha}{dt} = -\text{div}(u_\alpha) + q_{v\alpha} \quad (5)$$

где $q_{v\alpha}$ – объемная плотность источника или стока фазы α , с⁻¹:

$$q_{v\alpha} = \frac{q_\alpha}{\rho_\alpha} \quad (6)$$

Закон фильтрации Дарси (3) упрощается ввиду игнорирования влияния гравитационных сил:

$$u_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} K \text{grad } P \quad (7)$$

После обоснования системы дифференциальных уравнений (5), (7), (4), описывающей моделируемый процесс, необходимо задать граничные и начальные условия, выбрать способ численного решения этой системы. В качестве граничного условия на скважине принимается постоянное забойное давление, как и на удаленной границе.

Для численного решения обоснованной системы уравнений математической модели (4), (5), (7) применяется неявный по давлению и явный по насыщенности метод решения IMPES (*Implicit Pressure Explicit Saturations*) [7, 8], который подразумевает последовательное решение неявным методом уравнения для давления и явным методом уравнения для насыщенности. Дискретизация дифференциальных уравнений выполняется методом конечных разностей.

Уравнение по давлению можно получить, если исключить из уравнений неразрывности обеих фаз (5) слагаемые с соответствующими насыщенностями. В нашем случае этого можно добиться сложением уравнений (5), записанных отдельно для нефти и воды, с учетом уравнения (4):

$$0 = -\text{div}(u_w + u_o) + q_{vo} + q_{vw} \quad (8)$$

Учитывая закон линейной фильтрации Дарси (7) в записанном уравнении (8), получим:

$$-\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] - \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial y} \right] - \frac{\partial}{\partial z} \left[k_z \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial z} \right] = q_{vo} + q_{vw}, \quad (9)$$

где k_x, k_y, k_z — абсолютные проницаемости по направлениям x, y и z соответственно, мкм².

Полученное уравнение (9) включает в себя только одно неизвестное — давление P , поэтому после дискретизации будет решено неявным методом. Система конечно-разностных уравнений для давления имеет упорядоченную ленточную семидиагональную информационную структуру и в рассматриваемой постановке (трехмерная область моделирования разбита на $40 \times 40 \times 4$ ячеек) состоит из совокупности 6400 уравнений, решение которой осуществлено на языке программирования MATLAB.

На следующем этапе с учетом нового поля давлений P рассчитывается поле суммарных скоростей фильтрации $u_i = u_o + u_w$ по формуле (7).

С учетом пересчитанного поля скоростей решается уравнение для насыщенности (5) уже явным методом:

$$\frac{dS_w}{dt} = -\frac{1}{\phi} \operatorname{div}(u_i f_w) + \frac{1}{\phi} q_{vw} \quad (10)$$

Необходимым и достаточным для устойчивости и сходимости условием решения рассмотренной численной схемы является выполнение критерия Куранта—Фридрихса—Леви ($CFL < 1$) [9]:

$$\frac{\Delta t}{\phi} \left(u_x \frac{df_w}{dS_w} + u_y \frac{df_w}{dS_w} + u_z \frac{df_w}{dS_w} \right) = CFL, \quad (11)$$

где $\frac{df_w}{dS_w}$ — производная функции Баклея—Леве-ретта по насыщенности.

Сама функция Баклея—Леве-ретта [10] f_w , определяется по формуле:

$$f_w = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} \quad (12)$$

Процесс закачки органоминеральной гелеобразующей композиции в призабойную зону пласта описывается уравнением неразрывности для активного компонента смеси:

$$\phi \frac{d(CS_w)}{dt} = -\operatorname{div}(u_i f_w C) + q_{vw} C \quad (13)$$

где C — концентрация компонента водоизолирующего раствора в водной фазе, д. ед.

В этой работе физико-химическая модель процесса гелеобразования заключается в снижении

абсолютной проницаемости в ячейках модели, заполненных водоизолирующим раствором, согласно следующей зависимости:

$$k'_{i,j,k} = \frac{k_{i,j,k}}{1 + (R-1)C_{i,j,k}} \quad (14)$$

где $k'_{i,j,k}$ — проницаемость ячейки (i, j, k) после гелеобразования водоизолирующей композиции, мкм²; $k_{i,j,k}$ — естественная проницаемость ячейки (i, j, k) , мкм²; R — остаточный фактор сопротивления, д. ед.; $C_{i,j,k}$ — концентрация водоизолирующего раствора, д. ед.

Фактор остаточного сопротивления R определяется по результатам фильтрационных исследований на образцах керна в лаборатории.

Как отмечалось ранее, предлагаемая математическая модель рассматривается на трехмерной декартовой регулярной сетке. Область моделирования представляет собой 1/4 часть призабойной зоны слоисто-неоднородного пласта (4 слоя различной проницаемости, размер ячеек — $1.5 \times 1.5 \times 1$ м).

Для описания двухфазной фильтрации нефти и воды, согласно теории Баклея—Леве-ретта, необходимо задать относительные фазовые проницаемости k_{rw} и k_{ro} . В представленной работе применяется степенная зависимость Кори (Corey) [11]:

$$k_{rw} = k_{rw}^i (S_w^*)^{n_w} \quad (15)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^i (1 - S_w^*)^{n_o} \quad (16)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{owc}} \quad (17)$$

где k_{rw}, k_{ro} — относительные фазовые проницаемости по воде и нефти соответственно, д. ед.; k_{rw}^i, k_{ro}^i — концевые точки относительных фазовых проницаемостей воды при остаточной нефтенасыщенности и нефти при связанной водонасыщенности соответственно, д. ед.; S_w^* — нормированная водонасыщенность, д. ед.; S_w — текущая водонасыщенность, д. ед.; S_{wc} — связанная водонасыщенность пласта, д. ед.; S_{owc} — остаточная нефтенасыщенность пласта, д. ед.

Представленная математическая модель и численная схема ее решения были реализованы в программном коде на языке программирования MATLAB. Выбор этого языка программирования объясняется его ориентацией на скорость работы с матрицами, что крайне полезно при численном решении систем дифференциальных уравнений в частных производных.

На этапе верификации была установлена верность логической структуры модели, реализована комплексная отладка, в ходе которой проверя-

лась правильность реализации моделирующего алгоритма. Последующий этап валидации (подтверждения адекватности) предложенной компьютерной модели заключался в выполнении прогнозных расчетов эффективности проведения водоизоляционных работ с применением гелеобразующего состава (технология авторов) для реального объекта – скважины С1 нефтяного месторождения М – и определение метрики качества (средняя абсолютная ошибка). На этой скважине были проведены опытно-промысловые испытания рассматриваемой технологии. В компьютерную модель были заложены реальные геолого-физические характеристики объекта и технологические параметры обработки скважин. Следует отметить, что проводилось моделирование технологического процесса водоизоляции с применением пакера (рис. 1), однако представленная авторами модель позволяет моделировать процесс закачки и без установки пакера в стволе скважины в нефтенасыщенном интервале пласта, что зависит от геолого-технологических условий эксплуатации скважины.

На рис. 3 представлены графики подтверждения адекватности модели – динамика фактических и прогнозных показателей эксплуатации скважины С1 (обводненность продукции и дебит по нефти) после проведения на ней водоизоляционных работ. В процессе моделирования шаг расчета по времени определялся согласно критерию Куранта–Фридрихса–Леви и, учитывая малые размеры ячеек модели ($1.5 \times 1.5 \times 1$ м) и высокие скорости фильтрации в околоскважинной зоне пласта, составлял от десятков до сотен секунд, однако промысловые данные представляются в виде зависимости среднемесячного дебита от времени. По этой причине сравнение модельных расчетов с фактическими данными проводилось по месяцам. Для оценки метрики качества прогноза рассчитывалась средняя абсолютная ошибка (MAE, *Mean Absolute Error*): для дебита по нефти ее величина составила 0.5 т/сут, для обводненности – 0.9%.

Для сравнения результатов моделирования и промысловых данных был выбран промежуток времени, в течение которого по скважине наблюдался эффект по снижению обводненности (7 мес). Как видно из рис. 3, в 1-й месяц наблюдается значительное отклонение результатов моделирования от фактических показателей, связанное с тем, что оценка дополнительной добычи нефти от реализуемого мероприятия осуществлялась после процедуры вывода скважины на режим (стабилизация показателей работы скважины после запуска в эксплуатацию, длительною до месяца). На прогноз величины дополнительной добычи нефти это не влияет, и в дальнейшем при увеличении объема внедрения данного водоизолирующего состава модель будет адаптирована и вали-

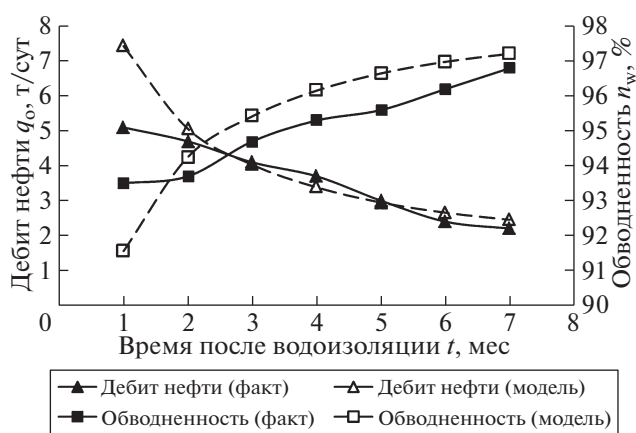


Рис. 3. Сравнение фактических и расчетных значений дебита нефти и обводненности после проведения водоизоляции.

дизирована для большого количества объектов и этот вопрос будет уточнен. Таким образом, сравнение расчетов модели, обоснованной авторами для конкретных условий и с применением экспериментально разработанного состава, с фактическими данными позволило оценить степень сходимости и отразить успешность достигнутых результатов в ходе опытно-промысловых испытаний технологии водоизоляции.

В результате проведенных исследований разработаны математическая и компьютерная модели комбинированного химико-технологического процесса водоизоляции преждевременно обводненных нефтяных пластов, отличающиеся формализованным отображением в виде системы дифференциальных уравнений в частных производных процесса двухфазной фильтрации и учетом вертикального течения в околоскважинной зоне пласта нефти и воды и реологических свойств закачиваемого состава, позволяющие рассчитать геометрические параметры размещения водоизолирующего состава в пласте, что необходимо для дальнейшего расчета дебитов скважины по нефти и воде, прогнозирования технологической эффективности процесса.

ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №18-29-24086 мк.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефтедобыча: запасы и КИН. Добыча. Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neftgaz.ru/science/booty/331859-neftedobycha-zapasy-i-kin/> (Ссылка активна на 05.11.2021).

2. *Seright R., Brattekas B.* // *Pet. Sci.* 2021. V. 18. № 2. P. 450–478.
<https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
3. *Meshalkin V.P., Menshikov V.V., Panchenko S.V., Panchenko D.S., Kazak A.S.* // *Theor. Found. Chem. Eng.* 2015. V. 49. № 5. P. 606–611.
<https://doi.org/10.1134/S004057951505022X>
4. *Мешалкин В.П., Дли М.И., Панченко С.В., Панченко Д.С.* // *Теор. осн. хим. технол.* 2018. № 2. С. 141–149.
<https://doi.org/10.7868/S0040357118020021>
5. *Alfarge D., Wei M., Bai B., Almansour A.* // *J. Pet. Sci. Eng.* 2018. V. 171. P. 818–834.
<https://doi.org/10.1016/j.petro.2018.07.082>
6. *Якубов Р.Н., Ленченкова Л.Е., Акчурун Х.И., Шадрин П.Н.* Применение элементов гидродинамического моделирования в процессах интенсификации добычи нефти из сложнопостроенных нефтяных коллекторов. XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. Сборник трудов в 4-х томах. 2019. Т. 4. С. 419–421.
7. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. (Пер. с англ.) М.: Недра, 1982. 407 с.
8. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2019. 128 с.
9. *Sanz-Serna J., Spijker M.* // *Numer. Math.*, 1986. V. 49. P. 319–329.
<https://doi.org/10.1007/BF01389633>
10. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика. М.: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.
11. *Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.* A New Versatile Relative Permeability Correlation. Proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts. Toronto, Canada, 21–25 August 2005. Paper SCA 2005-32.

THE COMPOSITE CHEMICAL-TECHNOLOGICAL PROCESS OF POROUS HIGH WATERCUT OIL RESERVOIRS WATER SHUTOFF COMPUTER SIMULATION

Academician of the RAS **V. P. Meshalkin^{a,b}, R. N. Yakubov^{c,*}, L. E. Lenchenkova^c, and V. V. Chelnokov^a**

^a *Mendeleev University of Chemical Technology, 125047 Moscow, Russian Federation*

^b *Kurnakov Institute of General and Inorganic Chemistry of the Russian Academy of Sciences, 119071 Moscow, Russian Federation*

^c *Ufa State Petroleum Technological University, 450064 Ufa, Russian Federation*

^{*} *E-mail: rnyakubov@gmail.com*

A three-dimensional computer model of the high watercut oil reserves water shutoff composite chemical-technological process has been developed for the given geophysical characteristics of the near-wellbore zone and the values of the velocity and volume of the water shutoff solution injected into the reservoir. The model makes it possible to determine the parameters of filling the reservoir pores with a water shutoff solution, which are necessary for calculating well oil and water production rates. The adequacy of the developed mathematical model was checked based on the results of the calculated values of water cut and oil production rate with field for well operation after water shutoff data comparative analysis: the mean absolute error for oil production rate was 0.5 t/day and for water cut – 0.9%.

Keywords: chemical-technological process, simulating, oil production, water shutoff, near-wellbore formation zone, water cut