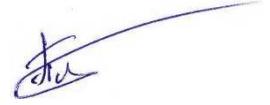


На правах рукописи



Пятков Александр Александрович

**НЕИЗОТЕРМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ДВУХФАЗНОЙ ЖИДКОСТИ В
ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ СРЕДАХ**

Специальность 01.04.14 Теплофизика и теоретическая теплотехника

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук**

Тюмень – 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский государственный университет» (ФГАОУ ВО «ТюмГУ»).

Научный руководитель: **Доктор физико-математических наук, профессор
Родионов Сергей Павлович**

Официальные оппоненты: **Стрекалов Александр Владимирович,**
доктор технических наук, старший эксперт ДО
ПАО РосНефти ТННЦ

Ковальский Алексей Алексеевич,
кандидат физико-математических наук, доцент,
директор Стерлитамакского филиала Башкирского
государственного университета

Ведущая организация: **Институт механики им. Р.Р. Мавлютова —
обособленное структурное подразделение
Федерального государственного бюджетного
учреждения Уфимского федерального
исследовательского центра Российской академии
наук**

Защита состоится «4» декабря 2019 г. в 15.00 на заседании диссертационного совета Д 212.274.10 при ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская 15а, ауд. 410.

Тел.: 89220098639

e-mail: pyatkovi80@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном центре ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» и на сайте <https://diss.utmn.ru/sovet/diss-sovet-212-274-10/zashchita/749942/>

Автореферат разослан « » октября 2019 г.

*Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.274.10
д. ф.-м. н.*



Удовиченко С.Ю.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. В настоящее время происходит истощение легкодоступных запасов углеводородов. Данная проблема актуальна не только для России, но и для других стран. Поэтому в разработку все больше вовлекаются трудноизвлекаемые запасы, характеризующиеся сложной структурой пласта или высокой вязкостью нефти. Сложнопостроенными являются, в частности, пласты с наличием трещин различного масштаба. Месторождения с данным типом коллектора составляют значительное количество разведанных запасов углеводородов [1].

Трещины имеют высокую проводимость и, поэтому, оказывают существенное влияние на процесс добычи углеводородов. В [2] и [3] на основе данных с пятидесяти месторождений отмечается, что коэффициент извлечения нефти (КИН) для трещиноватых пластов находится в интервале от 10% до 70%. Запасы тяжелой нефти и битумов составляют около 70% от общих запасов нефти [4]. Коэффициенты извлечения нефти для данных месторождений имеют очень низкие значения. Это связано с большой разницей в подвижностях вытесняющего и вытесняемого агентов [5]. Для эффективной разработки месторождений с высоковязкой нефтью применяются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), такие как нестационарное заводнение, закачка теплоносителя в пласт и др. Данные методы показали свою эффективность в условиях однородных пористых или трещиноватых коллекторов. Однако вопрос об эффективности применения тепловых методов и нестационарного заводнения в коллекторах с развитой сетью мелких трещин или с наличием протяженных уединенных трещин остается слабо изученным [6].

Цель работы: исследование влияния нестационарности режимов работы скважин и температуры закачиваемой воды на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах.

Основные задачи исследования:

- Развитие физико-математической модели неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах путем учета зависимости проницаемости трещин различного масштаба от давления.
- Исследование влияния нестационарности режимов работы скважин на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах с учетом зависимости проницаемости трещин от давления.
- Исследование влияния нестационарности режимов работы скважин на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах. Оценка влияния параметров трещин и их взаимного расположения относительно скважин на исследуемый процесс.
- Исследование влияния температуры закачиваемой воды на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах. Оценка влияния параметров трещин и их взаимного расположения относительно скважин на исследуемый процесс.

- Моделирование прорыва горячей воды к добывающей скважине.

Научная новизна:

- Предложена усовершенствованная физико-математическая модель неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах, учитывающая зависимость проницаемости трещин различного масштаба от давления.
- На основе модели дискретных трещин с учетом зависимости проницаемости трещин от давления выполнено исследование влияния нестационарности режимов работы скважин на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах.
- На основе модели дискретных трещин выполнено исследование влияния температуры закачиваемой воды на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах.
- Исследованы условия быстрого прорыва горячей воды от нагнетательной скважины к добывающей скважине в пористой среде с одиночной трещиной.

Практическая значимость работы заключается в том, что ее результаты могут быть использованы при моделировании и проектировании нефтяных месторождений, а также при создании соответствующих программных продуктов.

Обоснованность и достоверность результатов, представленных в диссертационной работе, определяется использованием законов сохранения, применением современных методов численного моделирования, решением тестовых задач, имеющих известные аналитические решения, а также сравнением результатов моделирования с коммерческим программным пакетом. Полученные результаты согласуются с промысловыми исследованиями.

Личный вклад автора заключается в проведении расчётов, участии в разработке программного кода и его тестировании, участии в постановке задач и обсуждении полученных результатов, анализе литературных источников.

Положения, выносимые на защиту:

- Усовершенствованная физико-математическая модель неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах, учитывающая зависимость проницаемости трещин от давления.
- Результаты исследования влияния нестационарности режимов работы скважин на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах.
- Результаты исследования влияния температуры закачиваемой воды на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах.

Апробация результатов.

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на 57-й научной конференции МФТИ с международным участием, посвящённой 120-летию со дня рождения П.Л. Капицы (Москва, 2014), конференции

компании «ЮНИ-КОНКОРД» «Проблемы разработки нефтяных месторождений в условиях сильных пластовых и флюидальных неоднородностей» (Тюмень, 2015), XI Всероссийском съезде по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики (Казань, 2015), Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири», посвященной 90-летию со дня рождения А.Н. Косухина (Тюмень, 2015), Международном молодежном научном форуме «Ломоносов» (Москва, 2016), 3-м Всероссийском научном форуме «Наука будущего - наука молодых» (Нижний Новгород, 2017), XX Международной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2018» (Геленджик, 2018).

Основные результаты работы докладывались автором на семинарах Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН под руководством д.ф.-м.н., профессора А.А. Губайдуллина, Физико-технического института Тюменского государственного университета под руководством д.т.н. А.А. Вакулина.

Публикации.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в 13 печатных работах, в том числе в 2 статьях, входящих в перечень ВАК, и 3 публикациях в изданиях, входящих в международные базы данных (SCOPUS).

Структура работы.

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка литературы. Общий объем работы составляет 114 страниц, включает 81 рисунок. Список литературы содержит 115 наименований.

Благодарности.

Автор выражает глубочайшую благодарность за неоценимую всестороннюю помощь в работе, обсуждение результатов и поддержку при написании диссертации научному руководителю д.ф.-м.н., профессору С.П. Родионову и к.ф.-м.н., старшему научному сотруднику ТюмФ ИТПМ СО РАН В.П. Косякову.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

Во введении обоснована актуальность темы, определены цели и задачи исследования, приведены основные положения, выносимые на защиту, сформулированы научная новизна и практическая значимость проведенного исследования.

В первой главе проводится обзор существующих подходов к моделированию систем мелких пересекающихся трещин и уединенных протяженных трещин, а также к моделированию неизотермической фильтрации. Кроме того, рассмотрены различные методы увеличения нефтеотдачи.

Во второй главе рассмотрены математическая модель неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах, численный метод её решения, а также тестовые расчеты.

В пункте 2.1 обоснованы математическая модель неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах и используемые допущения. Система уравнений для расчета полей давления, температуры и насыщенностей в трещиновато-пористой среде выглядит следующим образом [7, 8, 9]:

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial(m_p \rho_\alpha S_{p\alpha})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_\alpha \mathbf{v}_{p\alpha}) = \rho_\alpha q_{p\alpha} + \rho_\alpha q_{p-f_1\alpha} + \rho_\alpha q_{p-f_2\alpha}, \\
& \frac{\partial(m_{f_1} \rho_\alpha S_{f_1\alpha})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_\alpha \mathbf{v}_{f_1\alpha}) = \rho_\alpha q_{f_1\alpha} - \rho_\alpha q_{p-f_1\alpha} + \rho_\alpha q_{f_1-f_2\alpha}, \\
& \frac{\partial(m_{f_2} \rho_\alpha S_{f_2\alpha})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_\alpha \mathbf{v}_{f_2\alpha}) = \rho_\alpha q_{f_2\alpha} - \rho_\alpha q_{p-f_2\alpha} - \rho_\alpha q_{f_1-f_2\alpha}, \\
& \mathbf{v}_{p\alpha} = -\frac{k_p k_{p\alpha}}{\mu_\alpha} \operatorname{grad}(P_{p\alpha} - \rho_\alpha g h), \\
& -\operatorname{grad}(P_{f\alpha} - \rho_\alpha g h) = \frac{\mu_\alpha}{k_f k_{f\alpha}} \mathbf{v}_{f\alpha} + \chi_f \rho_\alpha |\mathbf{v}_{f\alpha}| \mathbf{v}_{f\alpha}, \\
& \frac{\partial \left[(1-m_p) C_R \rho_R + \sum_\alpha (m_p \rho_\alpha S_{p\alpha} C_\alpha) \right] T_p}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_\alpha (\rho_\alpha C_\alpha \mathbf{v}_{p\alpha} T_p) =, \\
& = \operatorname{div}(\lambda_{p\Rightarrow\phi} \operatorname{grad}(T_p)) - q_{p\alpha E} + q_{p-f_1\alpha E} + q_{p-f_2\alpha E} \\
& \frac{\partial \left[(1-m_{f_1}) C_R \rho_R + \sum_\alpha (m_{f_1} \rho_\alpha S_{f_1\alpha} C_\alpha) \right] T_{f_1}}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_\alpha (\rho_\alpha C_\alpha \mathbf{v}_{f_1\alpha} T_{f_1}) =, \\
& = \operatorname{div}(\lambda_{f_1\Rightarrow\phi} \operatorname{grad}(T_{f_1})) - q_{f_1\alpha E} - q_{p-f_1\alpha E} + q_{f_1-f_2\alpha E} \\
& \frac{\partial \left[(1-m_{f_2}) C_R \rho_R + \sum_\alpha (m_{f_2} \rho_\alpha S_{f_2\alpha} C_\alpha) \right] T_{f_2}}{\partial t} + \operatorname{div} \sum_\alpha (\rho_\alpha C_\alpha \mathbf{v}_{f_2\alpha} T_{f_2}) =, \\
& = \operatorname{div}(\lambda_{f_2\Rightarrow\phi} \operatorname{grad}(T_{f_2})) - q_{f_2\alpha E} - q_{p-f_2\alpha E} - q_{f_1-f_2\alpha E} \\
& \lambda_{p\Rightarrow\phi} = (1-m_p) \lambda_R + m_p (S_{pw} \lambda_w + (1-S_{pw}) \lambda_o), \\
& \lambda_{f_{1,2}\Rightarrow\phi} = (1-m_{f_{1,2}}) \lambda_R + m_{f_{1,2}} (S_{f_{1,2}w} \lambda_w + (1-S_{f_{1,2}w}) \lambda_o), \\
& \rho_\alpha = \rho_\alpha^b [1 + \beta_\alpha (P - P^b)], \\
& \mu_o = \mu_o^b \exp(\gamma(T^b - T)), \\
& m_p = m_p^b [1 + \beta_R (P_p - P_p^b)], \\
& S_{p,f_{1,2}o} + S_{p,f_{1,2}w} = 1,
\end{aligned} \tag{1}$$

где m – пористость; ρ_α – плотность α -ой фазы; $S_{p,f\alpha}$ – насыщенность α -ой фазы; \mathbf{v}_α – скорость α -ой фазы; q_α – удельная мощность объемных источников или стоков отнесенных к единице объема α -ой фазы; индексы: «w»-вода, «o»-нефть, «p»-поры, «f»-трещины; k_p – тензор абсолютной проницаемости; $k_{p\alpha}$ – относительная фазовая проницаемость α -ой фазы; $P_{p\alpha}$ – пластовое давление α -ой фазы; μ_α – вязкость α -ой фазы; g – ускорение свободного падения; h –

глубина залегания; χ_f – коэффициент сопротивлений, определяемый в лабораторных условиях; T – пластовая температура; C_α – теплоемкость α -ой фазы; C_R – теплоемкость скелета породы; $q_{\alpha E}$ – удельная мощность источников или стоков тепловой энергии, отнесенной к единице объема α -ой фазы; λ_R – теплопроводность породы; λ_w – теплопроводность воды; λ_o – теплопроводность нефти; ρ_α^b – плотность α -ой фазы при давлении P^b ; β_α – сжимаемость α -ой фазы; μ_o^b – постоянное значение вязкости нефти при температуре T^b ; m^b – постоянное значение пористости при давлении P^b ; β_R – сжимаемость скелета горной породы; $q_{p-f_1,2\alpha}$ – удельная мощность перетоков жидкости между порами и трещинами, отнесенная к единице объема α -ой фазы, $q_{f_1-f_2\alpha}$ – удельная мощность перетоков жидкости между мелкими трещинами и уединенными протяженными трещинами, отнесенная к единице объема α -ой фазы, $q_{p-f_1,2\alpha E}$ – удельная мощность перетоков тепловой энергии между порами и трещинами, отнесенная к единице объема α -ой фазы, $q_{f_1-f_2\alpha E}$ – удельная мощность перетоков тепловой энергии между мелкими трещинами и уединенными протяженными трещинами, отнесенная к единице объема α -ой фазы.

Усовершенствование физико-математической модели неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах осуществлялось путем учета зависимости проницаемости трещин от давления [9]:

$$k_f = k_f^b [1 - \beta_f (P_f^b - P_f)]^3, \quad (2)$$

где k_f^b – значение проницаемости трещин при пластовом давлении P_f^b ; β_f – экспериментальный коэффициент, зависящий от геометрии и упругих свойств трещин [9];

В пункте 2.2 описывается методика численного решения сформулированной в пункте 2.1 системы уравнений. Алгоритм решения системы уравнений основан на IMPES-методе.

Пункт 2.3 посвящен сравнению результатов расчетов модели, рассмотренной в пункте 2.1, с известными аналитическими решениями, результатами расчетов коммерческого симулятора tNavigator, а также с результатами, приведенными в [10]. Показано, что отличие результатов численных расчетов от результатов расчетов коммерческого симулятора tNavigator не превышает 2%.

В третьей главе приводятся результаты решения исследовательских задач.

В пункте 3.1 приведены результаты исследования влияния нестационарности режимов работы скважин на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в пористой среде с отдельными трещинами. Эксперименты по вытеснению высоковязкой нефти из трещиновато-пористого коллектора с различной ориентацией трещины [11] показали возрастание КИН при увеличении угла ориентации трещины от 0° до 90° относительно главного

направления потока жидкости. Таким образом, изменение направления потока, то есть нестационарное заводнение, может привести к повышению нефтеотдачи. Различные варианты положения трещин представлены на рис. 1-2. Базовый вариант (без трещин) используется для сравнения. Под главным направлением потока жидкости понимается прямая линия, связывающая нагнетательную и добывающую скважины. Нестационарное заводнение осуществлялось путем отключения нагнетательной и добывающей скважин, выделенных черным цветом, и одновременного включения нагнетательной и добывающей скважин, выделенных красным цветом.

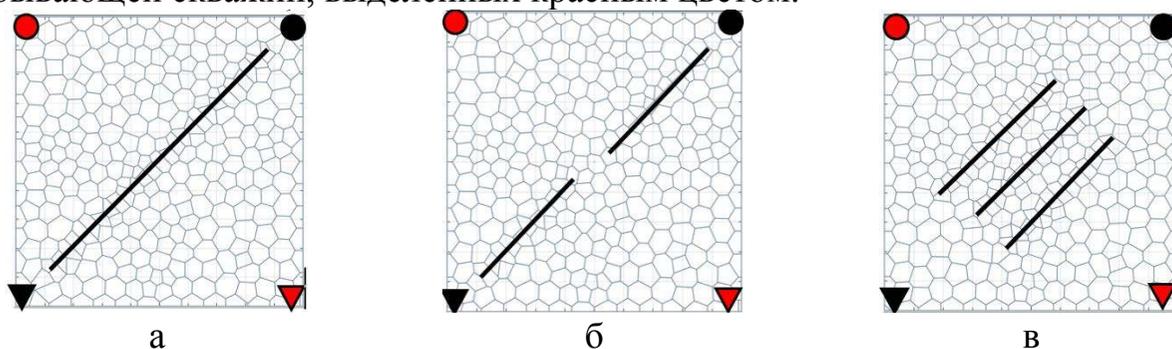


Рис. 1. Различные варианты положения трещин в расчетной области при ориентации трещины 0° относительно главного направления потока жидкости: а – модель №1, б – модель №2, в – модель №3

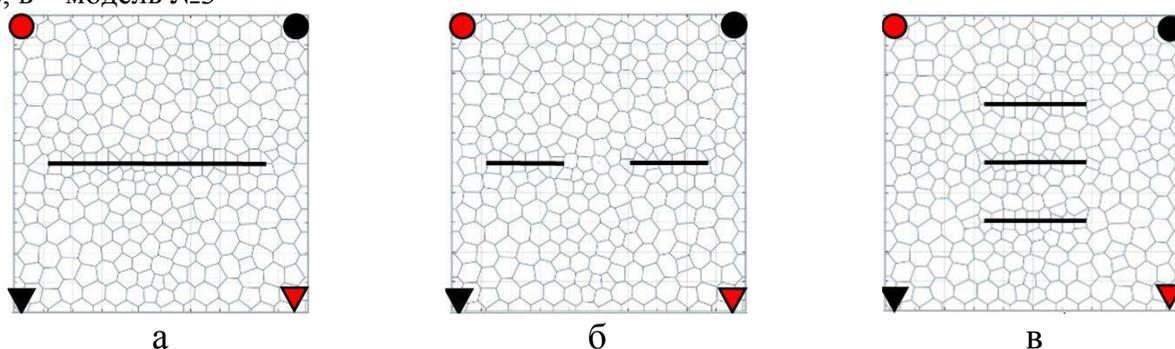


Рис. 2. Различные варианты положения трещин в расчетной области при ориентации трещины 45° относительно главного направления потока жидкости: а – модель №4, б – модель №5, в – модель №6

Для расчетов использовались следующие значения параметров пласта, флюидов и режимов работы скважин: размеры пласта – $500 \times 500 \times 10$ м; пористость – 0,3; начальная/остаточная водонасыщенность – 0,2; остаточная нефтенасыщенность – 0,2; проницаемость пор – 10^2 мД; начальная проницаемость трещин – 10^3 , 10^4 мД; начальное пластовое давление – 50 атм; отношение вязкостей вода/нефть – 1/100; забойное давление (добывающая скважина) – 20 атм; забойное давление (нагнетательная скважина) – 100 атм; начальная температура пласта – 30°C ; температура закачиваемой воды – 30°C ; сжимаемости воды, нефти и пористой среды равны соответственно $5 \cdot 10^{-5}$, $5 \cdot 10^{-4}$ и $3 \cdot 10^{-5}$ 1/атм. Относительные фазовые проницаемости рассчитывались по формулам

-в области пористой среды:

$$k_{rw} = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_w < 0,2 \\ 0,5 \left(\frac{S_w - 0,2}{0,8 - S_{or}} \right)^2, & 0,2 \leq S_w < 1 - S_{or} \\ 1, & 1 - S_{or} < S_w \leq 1 \end{cases} \quad (3)$$

$$k_{ro} = \begin{cases} 1, & 0 \leq S_w < 0,2 \\ \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{0,8 - S_{or}} \right)^2, & 0,2 \leq S_w < 1 - S_{or} \\ 0, & 1 - S_{or} < S_w \leq 1 \end{cases} \quad (4)$$

-в области трещин:

$$k_{ro} = 1 - S_w, \quad 0 \leq S_w \leq 1 \quad (5)$$

$$k_{rw} = S_w, \quad 0 \leq S_w \leq 1 \quad (6)$$

На рис. 3 приведены зависимости КИН от времени (а), от прокачанного порового объема (б) и от обводненности (в) для моделей пласта №№1-6 для случая стационарного заводнения. Из рис. 3 видно, что наибольшее влияние на нефтеотдачу трещины оказывают в случае их ориентации вдоль направления потока жидкости. Наибольшее отличие от базового варианта (без трещин) показывает вариант №1 (протяженная трещина под углом 0° относительно главного направления потока жидкости). Из рис. 3в также следует интересная закономерность, что характеристики вытеснения в среде с одной трещиной и в среде с двойной пористостью-проницаемостью имеют похожее поведение.

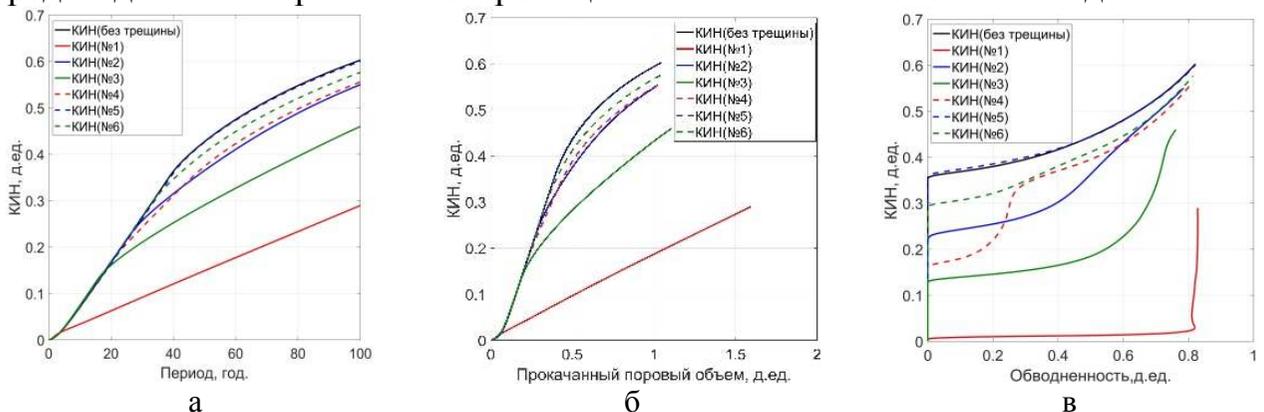


Рис. 3. Зависимости КИН для моделей пласта №№1-6 для случая стационарного заводнения (проницаемость трещин - 10^3 мД): а – от времени, б – от прокачанного порового объема, в – от обводненности

На рис. 4 представлены интегральные графики отношения КИН (нестационарное заводнение) к КИН (стационарное заводнение) в моменты времени, соответствующие достижению предельной обводненности добываемой жидкости для проницаемостей трещин 10^3 мД и 10^4 мД.

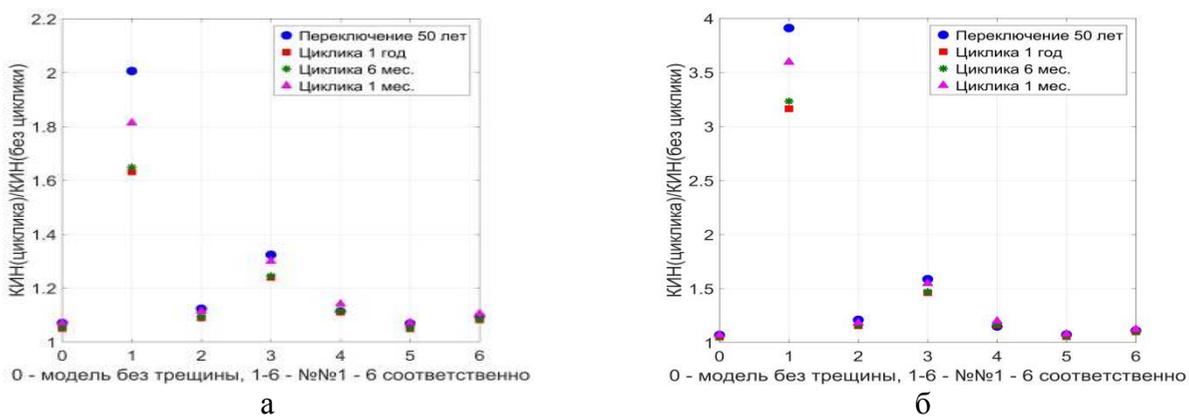


Рис. 4. Отношение значений КИН (нестационарное заводнение) к КИН (стационарное заводнение) в моменты времени, соответствующие достижению предельной обводненности добываемой жидкости 0,97. Проницаемость трещин равна: а – 10^3 мД, б – 10^4 мД

Наибольший эффект от нестационарного заводнения наблюдается для варианта №1 с проницаемостью трещины 10^4 мД, в то время как наименьший – для базового варианта (без трещин). Также заметное влияние нестационарного заводнения наблюдается для варианта №3. Для остальных рассмотренных вариантов эффект от нестационарного заводнения слабо отличается от эффекта, оказываемого на пласт без трещин.

В пункте 3.2 приведены результаты исследования влияния нестационарности режимов работы скважин (снижение темпа закачки воды) на процесс фильтрации смеси высоковязкой нефти и воды в трещиновато-пористых средах. Одной из основных проблем при разработке месторождений с трещиновато-пористым типом коллектора является быстрый прорыв воды от нагнетательных скважин к добывающим. Как следствие, образуются слабо охваченные воздействием участки залежи (целики нефти). Для интенсификации добычи нефти из слабо дренируемых зон предлагается использовать механизм, который основывается на зависимости проницаемости трещин от пластового давления.

Для исследования была выбрана $\frac{1}{4}$ симметричного элемента пятиточечной схемы разработки с одной добывающей и одной нагнетательной скважинами. Находящаяся в расчетной области трещина связана с нагнетательной скважиной. Параметры пласта, флюидов и режимов работы скважин принимали следующие значения: размеры пласта – $500 \times 500 \times 10$ м; пористость – 0,2; начальная/остаточная водонасыщенность – 0,2; остаточная нефтенасыщенность – 0,2; проницаемость пор – 10^3 мД; начальная проницаемость трещин – 10^6 мД; начальное пластовое давление – 50 атм; отношение вязкостей вода/нефть – 1/300; забойное давление (добывающая скважина) – 10 атм; приемистость (нагнетательная скважина) – $120 \text{ м}^3/\text{сут}$; параметр β_f принимал значения 0,1 и 0,01 1/атм; начальная температура пласта – 30 °С; температура закачиваемой воды – 30 °С; сжимаемости воды, нефти и пористой среды равны соответственно $5 \cdot 10^{-5}$, $5 \cdot 10^{-4}$ и $3 \cdot 10^{-5}$ 1/атм.

В процессе исследования для каждого значения параметра β_f было проведено несколько серий расчетов: с постоянным темпом закачки воды (120

м³/сут) и с переменным (переключение в первые 5, 20, 40 и 60 лет - 120 м³/сут, далее - 80 м³/сут. Вариант А1 – переключение с 120 м³/сут до 80 м³/сут на 10-м году и с 80 м³/сут до 60 м³/сут на 20-м. Вариант А2 – с 120 м³/сут до 80 м³/сут на 10-м году и с 80 м³/сут до 60 м³/сут на 40-м). Относительные фазовые проницаемости рассчитывались по формулам (3-6).

Для оценки эффективности применения снижения темпа закачки воды на рис. 5 приведены значения КИН в моменты времени, соответствующие достижению 4, 6, и 8 прокачанных поровых объёмов пласта, а также значения КИН в моменты времени, соответствующие достижению обводнённости 0,97. С помощью представленных на рис. 5 результатов численных расчетов можно оценить влияние на КИН момента времени, в который произошло снижение темпа закачки воды, а также приёмистости нагнетательной скважины (на столбцах отмечен прирост КИН).

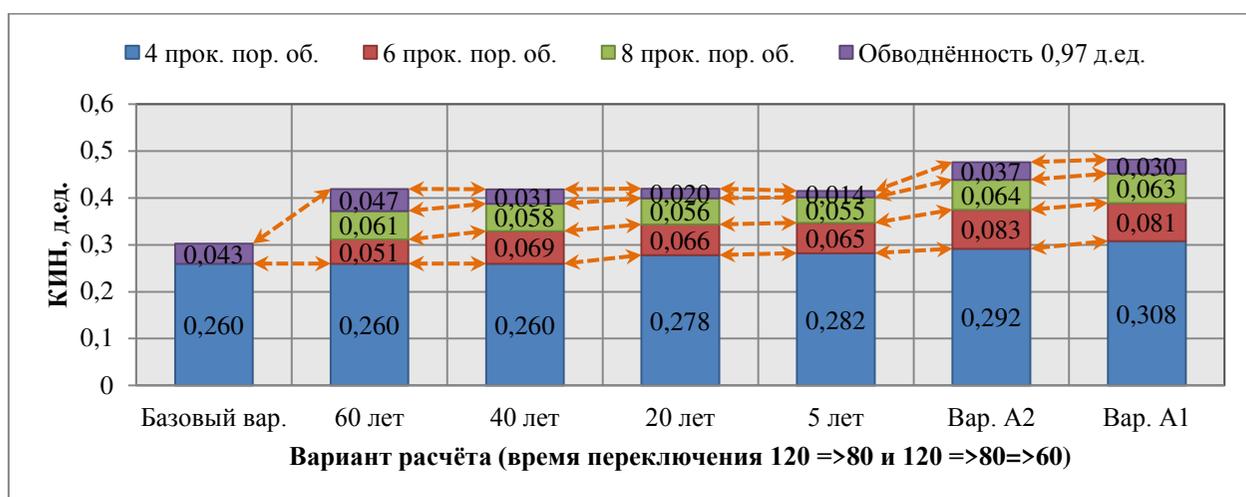


Рис. 5. Значения и изменение КИН для различных вариантов времени снижения темпа закачки воды

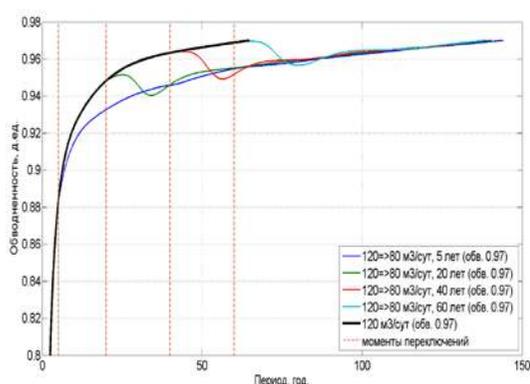


Рис. 6. Зависимость обводненности от времени для $\beta_f - 0,1$

увеличением объёма добытой нефти возрастает «период разработки» пласта, то есть время, за которое достигается предельная обводненность добываемой жидкости.

В пункте 3.3 рассмотрены результаты исследования влияния температуры закачиваемой воды на процесс фильтрации смеси высоковязкой

нефти и воды в трещиновато-пористых средах. Исследование проводилось с использованием синтетических моделей трещиновато-пористых пластов. Модель пласта без трещины представлена на рис. 7а, модели пласта с трещинами - на рис. 7б-е.

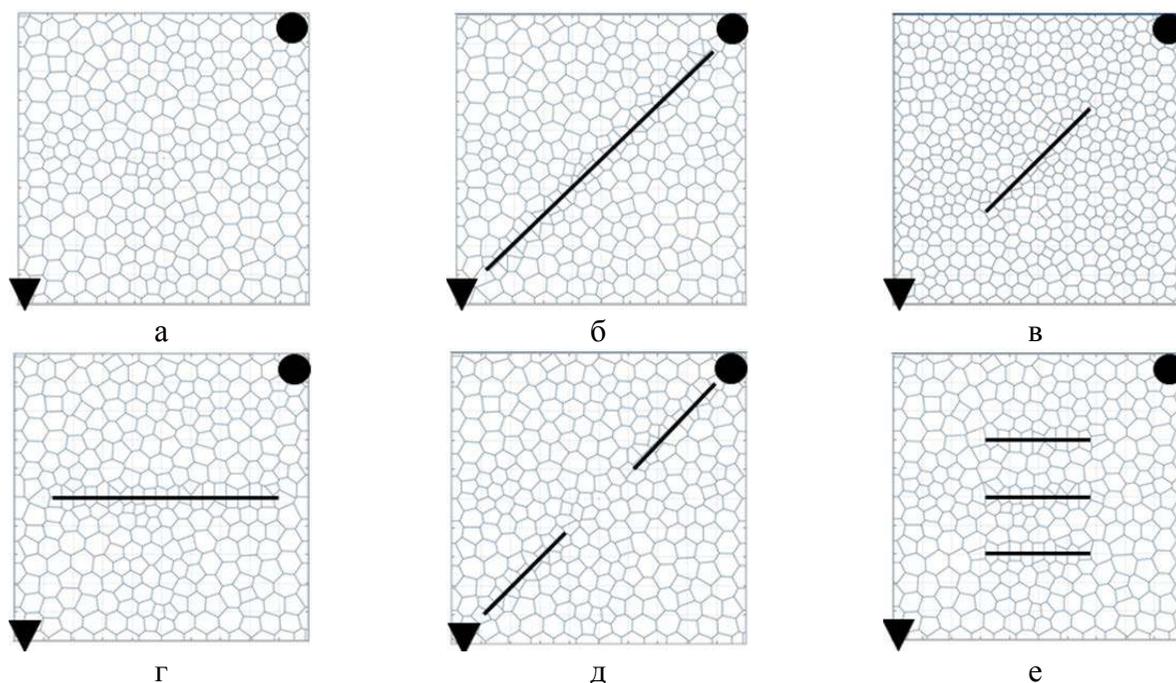


Рис. 7. Синтетические модели пласта: а – модель №1(без трещины), б – модель №2, в – модель №3, г – модель №4, д – модель №5, е – модель №6

Параметры пласта, флюидов и режимов работы скважин принимали следующие значения: размер пласта – $500 \times 500 \times 10$ м; пористость – 0,3; начальная водонасыщенность – 0,2; проницаемость пор – 10^2 мД; начальная проницаемость трещин – 10^5 мД; начальное пластовое давление – 50 атм; отношение вязкостей вода/нефть – 1/100; забойное давление (добывающая скважина) – 20 атм; забойное давление (нагнетательная скважина) – 300 атм; начальная температура пласта – 30 °С; температура закачиваемой воды – 30 °С и 100 °С; сжимаемости воды, нефти и пористой среды равны соответственно $5 \cdot 10^{-5}$, $5 \cdot 10^{-4}$ и $3 \cdot 10^{-5}$ 1/атм. Относительные фазовые проницаемости рассчитывались по формулам (3-6).

На рис. 8а-б показаны зависимости КИН от времени для моделей пласта №№1-6. Как видно из рис. 8а, наличие трещин в пласте в случае закачки воды с температурой 30 °С приводит к уменьшению КИН. Наихудшим вариантом разработки является модель №2 (самый низкий конечный КИН). В случае закачки воды с температурой 100 °С, конечный КИН для моделей пласта с трещинами превышает конечный КИН для модели пласта без трещин, кроме модели №2. Однако при малых временах разработки (10 - 20 лет) КИН модели №2 превышает КИН остальных моделей.

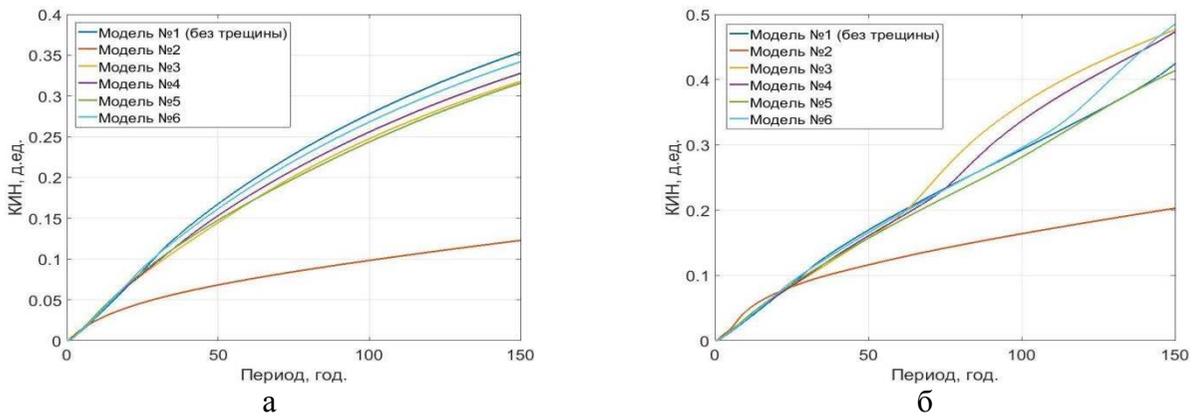


Рис. 8. Зависимости КИИ от времени для моделей пласта №№1-6: а – температура закачиваемой воды – 30°C, б – температура закачиваемой воды – 100°C

Для оценки эффекта от применения закачки горячей воды на рис.9а представлены значения $КИИ(T - 30^{\circ}C)$ и значения $КИИ(T - 100^{\circ}C)$ для моделей пласта №№1-6 в моменты времени, соответствующие предельной обводненности добываемой жидкости. Для оценки эффективности применения закачки горячей воды на рис. 9б представлены значения КИИ/количество прокачанных поровых объемов для моделей пласта №№1-6 в моменты времени, соответствующие предельной обводненности добываемой жидкости. Видно, что наибольший эффект от закачки горячей воды наблюдается для моделей №3, №4 и №6. Для моделей №1 и №2 значения прироста КИИ минимальны, но, с точки зрения эффективности воздействия, модель №2 значительно уступает модели №1. Это связано с тем, что в данном случае трещина выполняет роль шунта, по которому горячая вода перетекает от нагнетательной скважины к добывающей скважине, не выполняя «полезной работы», т.е. слабо вытесняет нефть из пористой среды и не прогревает в достаточной мере пласт. В значительно меньшей степени подобная ситуация наблюдается для модели №6. Наибольшей эффективности закачка горячей воды достигает в случае модели №1.

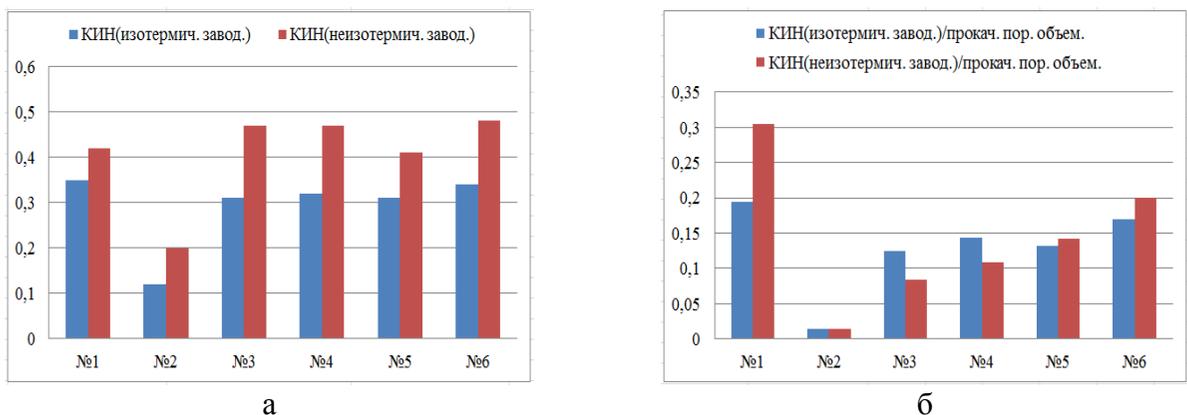


Рис. 9. Оценка эффективности теплового воздействия: а – КИИ для моделей пласта №№1-6, б – отношение КИИ к количеству прокачанных поровых объемов для моделей пласта №№1-6

Динамика изменения температуры добываемой жидкости и средней температуры пласта представлена на рис. 10. Как и следовало ожидать,

тепловой фронт медленнее всего доходит до добывающей скважины в пласте без трещины (модель №1). Это связано с относительно низким темпом закачки горячей воды из-за относительно высокого гидродинамического сопротивления пласта без трещин. Для модели №2 наблюдается быстрый рост температуры на добывающей скважине. Однако, как видно из рис. 10б, для модели №2 пласт прогревается значительно меньше, чем для других моделей в моменты времени, соответствующие предельным значениям обводненности.

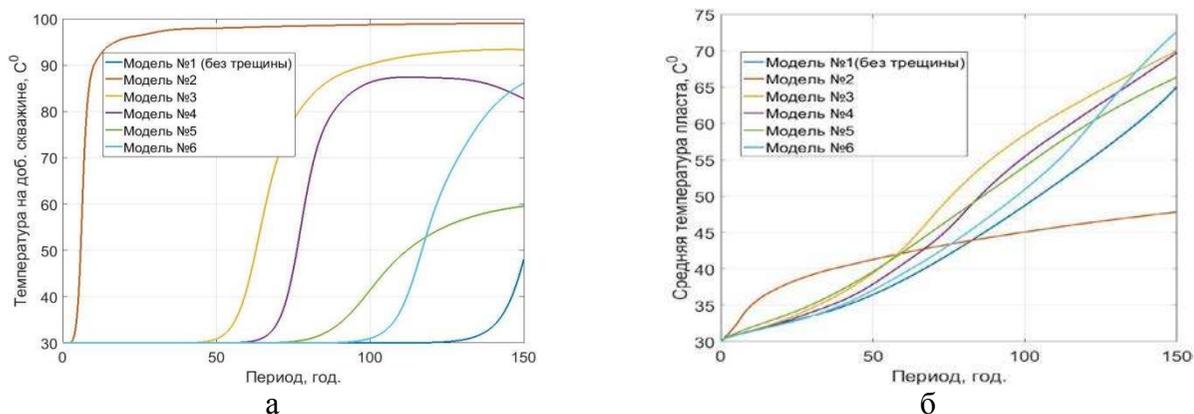


Рис. 10. Динамика изменения температуры для моделей пласта №№1-6: а – температура добываемой жидкости, б – средняя температура пласта

Для оценки зависимости времени прихода теплового фронта t к добывающей скважине в пласте с уединенной протяженной трещиной от ее длины l были проведены расчеты с использованием модели №2 (рис. 7б) с различной длиной трещины: 566 м, 424 м, 283 м, 141 м. Температура закачиваемой жидкости T_i – 100 °С. Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами L – 679 м. На рис. 11 представлена зависимость t/t_0 от l/L для различных $a = \frac{T_p - T_0}{T_i}$. T_p – температура на добывающей скважине, T_0 – начальная температура пласта, T_i – температура закачиваемой воды, t_0 – время прихода теплового фронта к добывающей скважине в однородном пласте без трещин.

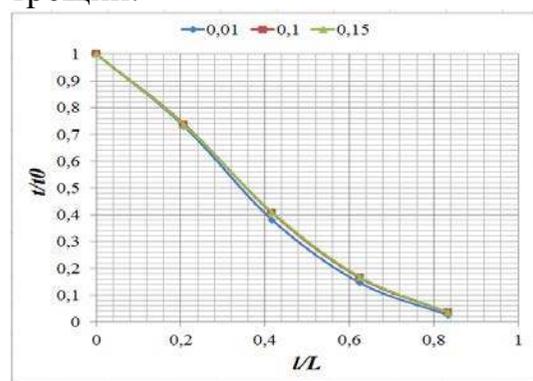


Рис. 11. Зависимость t/t_0 от l/L для различных a .

Вид кривой практически не зависит от параметра a . Следовательно, независимо от момента обнаружения прихода теплового фронта к добывающей скважине, можно провести оценку длины и преимущественного направления распространения трещины в пласте.

В пункте 3.4 рассмотрены результаты моделирования прорыва горячей воды к добывающей скважине на одном из участков месторождения Казахстана. Карта расположения скважин представлена на рис. 12. Закачка горячей воды проводилась в нагнетательные скважины П1, П2 и П3. Прорыв горячей воды был зафиксирован на добывающей скважине Р1.

Начальная температура пласта – 30 °С. В скважину П1 закачка горячей воды с температурой 100 °С началась 18.03.2012, в I2 – 19.08.2013 и в I3 – 27.12.2013. Измеренное значение температуры добываемой жидкости на скважине P1 21.02.2015 составило 57 °С. На других добывающих скважинах температура добываемой жидкости оставалась равной начальной пластовой температуре, то есть тепловой фронт до них не дошел. Скважина P1 находится на расстоянии 800 м от скважины П1. В однородном пласте без трещин тепловой фронт в первую очередь дошел бы до добывающих скважин, находящихся ближе к нагнетательным скважинам, в которые производилась закачка теплоносителя, чем до скважины P1. Таким образом, прорыв горячей воды на одном из участков месторождения можно объяснить наличием трещин в пласте, связывающих скважины P1 и одну из нагнетательных скважин: П1, I2 или I3.

После анализа карт сейсмических атрибутов геофизиками были выделены предполагаемые зоны трещиноватости. Из трех нагнетательных скважин, на которых производилась закачка горячей воды, ближе всего к предполагаемой трещине расположена скважина П1. Кроме того, предполагаемая трещина, проходящая рядом со скважиной П1, также проходит недалеко от скважины P1. Следовательно, можно предположить, что именно из-за наличия данной трещины и произошел зарегистрированный прорыв горячей воды от скважины П1 к скважине P1.

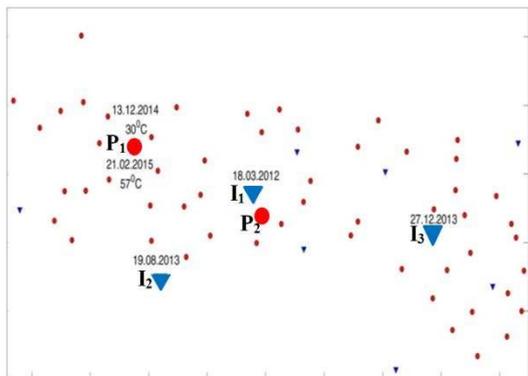


Рис. 12. Карта расположения скважин

поскольку остальные предполагаемые трещины не располагаются рядом ни со скважиной P1, ни со скважиной П1. Следовательно, они не могли оказать существенного влияния на рассматриваемый процесс. Расчеты проводились с момента времени 18.03.2012 по 21.02.2015.

На рис. 13а-б показаны поля температур для моделей №1 и №2 в момент времени 21.02.2015. Из рис.13а видно, что тепловой фронт не достиг ни одной из добывающих скважин. Из рис.13б видно, что горячая вода достигла добывающей скважины P1 через трещину. Таким образом, объяснить прорыв горячей воды к скважине P1 можно, используя модель №2.

Для проверки гипотезы о наличии системы трещин в пласте, способствовавшей быстрому прорыву горячей воды к добывающей скважине P1, были проведены 2 численных эксперимента: с использованием модели пласта без трещин (модель №1) и модели пласта с трещинами (модель №2). В модели пласта с трещинами представлена только одна трещина,

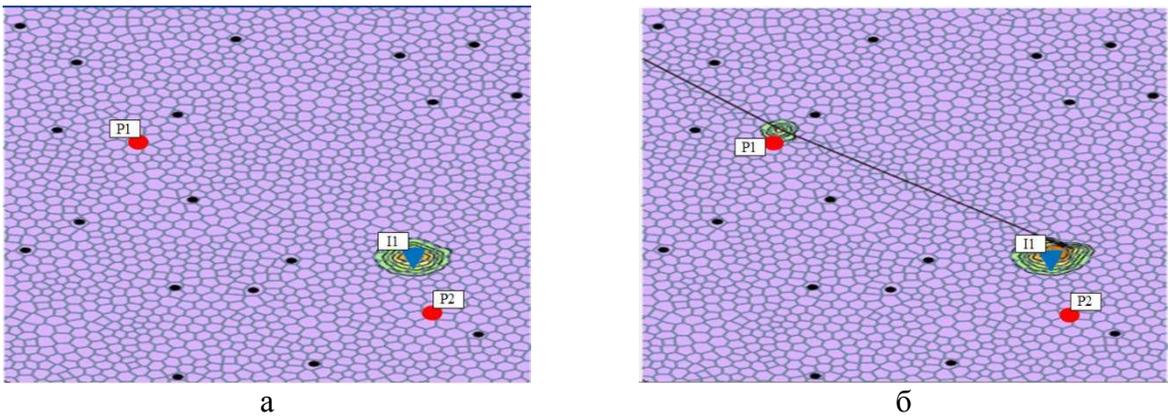


Рис. 13. Поля температур 21.02.2015: а – для модели №1, б – для модели №2

На рис. 14а представлено сопоставление рассчитанной и фактической накопленной жидкости на добывающих скважинах P1 и P2 для модели №2. На рис. 14б представлено сопоставление рассчитанной и фактической температуры добываемой жидкости на скважине P1 для модели №2. Красными точками отмечены данные замеров температуры на скважине P1. Из-за наличия всего 2 замеров температуры на скважине P1 можно говорить о том, что модель №2 описывает исследуемый феномен качественно.

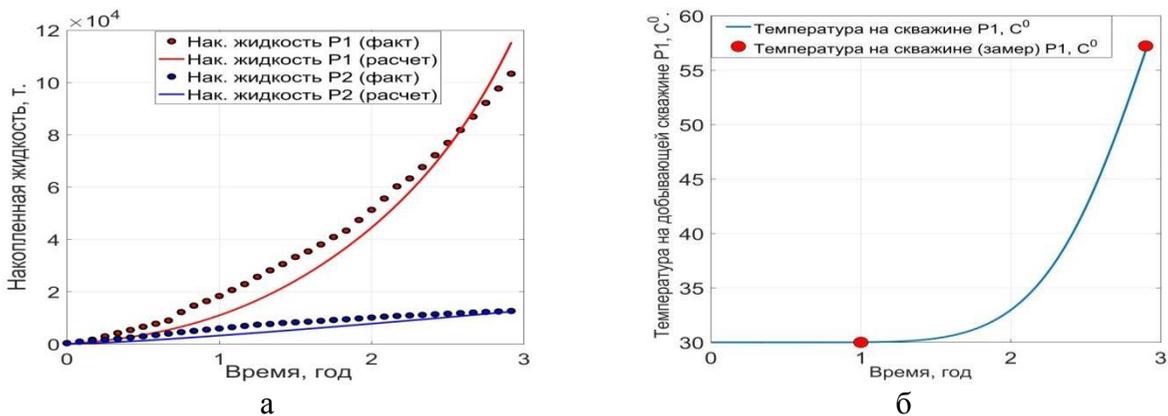


Рис. 14. Сопоставление результатов расчетов с фактическими данными: а – накопленная жидкость скважин P1 и P2 для модели №2, б – температура добываемой жидкости на скважине P1 для модели №2

Из рис. 14а видно различие в динамике работы скважин P1 и P2. Из-за наличия трещины рядом со скважиной P1 накопленная добыча жидкости существенно превосходит добычу жидкости скважины P2. Таким образом, с помощью анализа динамики работы добывающих скважин и температуры добываемой жидкости, можно судить не только о наличии трещин вблизи скважины, но и о преимущественном направлении их распространения.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Усовершенствована физико-математическая модель неизотермической фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-пористых средах. Учет зависимости проницаемости трещин различного масштаба от давления позволил объяснить высокий эффект дополнительной добычи нефти,

- возникающий в результате нестационарного заводнения трещиновато-пористого пласта.
2. Показано, что скорость закачки воды в процессе заводнения трещиновато-пористого пласта оказывает влияние на динамику извлечения нефти, а именно: уменьшение интенсивности закачки воды приводит к большей добыче нефти на единицу объема закачанной воды. Прирост коэффициента извлечения нефти от снижения интенсивности закачки воды может достигать 50%.
 3. Одним из признаков наличия трещин в пласте может служить появление сильного эффекта от применения нестационарного заводнения на нефтяном месторождении (отличие коэффициента извлечения нефти по сравнению со случаем применения стационарного заводнения более 15%).
 4. Установлено, что эффект дополнительной добычи нефти, возникающий в результате нагнетания горячей воды в трещиновато-пористый пласт ниже, чем в результате нагнетания в однородный пористый пласт. Степень прогрева пласта сильно зависит от длины и ориентации трещин относительно скважин. Так, отличие средних температур трещиновато-пористого и однородного пласта может достигать 1,5 раз.
 5. Установлено, что длину трещины, расположенной вдоль главного направления фильтрации жидкости в пласте, можно оценить независимо от момента обнаружения возрастания температуры добываемой жидкости. Быстрый прорыв горячей воды из нагнетательной скважины в добывающую возможен только при наличии между ними протяженной трещины (более 80% от расстояния между скважинами).
 6. Показано, что преимущественное направление и характерный размер находящихся в пласте трещин могут быть определены на основе анализа количества закачанной и добытой горячей воды на нагнетательных и добывающих скважинах, что подтверждается промысловыми наблюдениями. В данном случае горячая вода выступает в роли индикатора для обнаружения протяженных трещин в пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Nelson, R.A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs / R.A. Nelson. – Boston: Gulf Professional Publishing, 2001. – 352 p.
2. Firoozabadi, A. Recovery mechanisms in fractured reservoirs and field performance / A. Firoozabadi // J. Can. Pet. Technol. – 2000. – Vol. 39. – P. 13-17.
3. Allan, J. Controls on recovery factor in fractured reservoirs: lessons learned from 100 fractured fields / J. Allan, S. Qing Sun // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, 2003.
4. Schlumberger Highlighting Heavy Oil / Schlumberger // Oilfield Review. – 2006. – Vol. 18. – P. 34–53.

5. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002. – 596 с.
6. Владимирова, И.В. Исследование процессов неизотермической фильтрации высоковязкой нефти в коллекторе с высокопроницаемыми каналами / И.В. Владимирова, О.Н. Пичугин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №11. – С. 26 – 31.
7. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
8. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
9. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
10. Karimi-Fard M. An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators / M. Karimi-Fard, L.J. Durlofsky, K. Aziz // SPEJ. – 2004. – Vol. 9. – P. 227–236.
11. Farzaneh, A. Experimental study of solvent flooding to heavy oil in fractured five-spot micro-models: the role of fracture geometrical characteristics / A. Farzaneh, R. Kharrat, M.H. Ghazanfari // JPT. – 2010. – Vol. 49.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, входящих в международные базы данных

1. Rodionov, S.P. Simulation of reservoirs with multiple scale fracturing / S.P. Rodionov, V.P. Kosyakov, O.N. Pichugin, A.A. Pyatkov // 7th Saint Petersburg International Conference & Exhibition Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences. – Saint Petersburg, 2016. – ISBN: 978-94-6282-179-8. – ISSN: 2214-4609.
2. Pyatkov, A.A. Numerical research of two-phase flow in fractured-porous media based on discrete fracture network model / A.A. Pyatkov, V.P. Kosyakov, S.P. Rodionov, A.Y. Botalov // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 1939, 020039.
3. Rodionov, S.P. Influence of fractures orientation on two-phase flow and oil recovery during stationary and non-stationary waterflooding of oil reservoirs / S.P. Rodionov, A.A. Pyatkov, V.P. Kosyakov // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 2027, 030044.

Публикации в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ

4. Пятков, А.А. Исследование процессов фильтрации высоковязкой нефти в трещиновато-пористом коллекторе / А.А. Пятков, В.П. Косяков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 3. – С. 40–51.

5. Пятков, А.А. Исследование процессов стационарного и нестационарного заводнения трещиновато-пористых коллекторов / А.А. Пятков, В.П. Косяков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4. – № 3. – С. 90–102.

Публикации в других изданиях

6. Косяков, В.П. Исследование влияния раскрытости трещин при моделировании разработки трещиновато-порового пласта / В.П. Косяков, А.А. Пятков // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 25–29.
7. Пятков, А.А. Исследование влияния периодической работы нагнетательных скважин на трещиноватый пласт / А.А. Пятков, В.П. Косяков // Труды 57-й научной конференции МФТИ с международным участием, посвящённой 120-летию со дня рождения П.Л. Капицы. – Москва, Долгопрудный, Жуковский. – 2014.
8. Косяков, В.П. Исследование влияния раскрытости трещин при моделировании разработки трещиновато-порового пласта / В.П. Косяков, А.А. Пятков // Материалы XI Всероссийского съезда по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. – Казань. – 2015. – С. 2025–2027.
9. Пятков, А.А. Методы увеличения нефтеотдачи трещиновато-пористых пластов / А.А. Пятков // Материалы международной научно-технической конференции, посвящённой 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича «Нефть и газ Западной Сибири». – Тюмень. – 2015. – Т. II. – С. 257-262.
10. Пятков, А.А. Исследование процесса вытеснения высоковязкой нефти горячей водой из трещиновато-пористого коллектора / А.А. Пятков, В.П. Косяков // Аннотации докладов Международного молодежного научного форума «Ломоносов». – Москва. – 2016.
11. Зеленин, Д.В. Применение многомасштабных методов при моделировании процессов разработки месторождений с трещиновато-пористым коллектором / Д.В. Зеленин, А.А. Пятков // Тезисы докладов VI Российской конференции «Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения» и школы молодых ученых «Газовые гидраты – энергия будущего». – Уфа. – 2017.
12. Пятков, А.А. Исследование процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси в трещиновато-пористых средах / А.А. Пятков // 3-й Всероссийский научный форум «Наука будущего – наука молодых». – Нижний Новгород. – 2017. – С. 46-47.
13. Пятков, А.А. Исследование процессов неизотермической фильтрации высоковязкой нефти в трещиновато-пористом коллекторе / А.А. Пятков, В.П. Косяков, А.Ю. Боталов, и др. // Тезисы XV Всероссийского семинара «Динамика многофазных сред» с участием иностранных ученых. – Новосибирск. – 2017. – С. 117–118.

Подписано в печать 27.09.2019. Тираж 120 экз.
Объем 1,0 уч.-изд. л. Формат 60×84/16. Заказ 646.

Издательство Тюменского государственного университета
625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 10.
Тел./факс (3452) 59-74-81, 59-74-68
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru