

Критериальный метод определения времени нагнетания пара при пароциклической обработке призабойных зон скважин

Шевелёв А.П. , Гильманов А.Я. , Скобликов Р.М. 

Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация; a.p.shevelev@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-0017-4871 (А.П.); a.y.gilmanov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-7115-1629 (А.Я.); skoblikov.rodion@yandex.ru; ORCID: 0009-0007-2241-246X (Р.М.);

Поступила: 18.01.2025

Рассмотрена: 03.03.2025

Принята: 07.04.2025

Научная статья



Аннотация. Решение задач тепломассопереноса при циклической обработке паром призабойной зоны добывающих скважин позволяет управлять процессом извлечения высоковязкой нефти. На основе развития подходов механики многофазных систем сформулирована математическая модель и предложен критериальный метод определения времени нагнетания пара в призабойную зону. В рамках этого метода определяющими являются следующие процессы: теплоотдача в кровлю и подошву пласта, увеличение водонасыщенной зоны при непрерывной закачке и наличие предельного градиента давления у неньютоновской жидкости. Разработанная модель была апробирована на синтетических данных. Исследованы динамики развития теплового, пароводяного и водонефтяного фронтов при нагнетании в радиальной постановке задачи. Проведена верификация модели на основе сравнения полученных результатов с расчетами в гидродинамическом симуляторе.

Ключевые слова: тепломассоперенос; фазовые переходы; подземная гидромеханика; конвективные потоки; физико-математическое моделирование; методы увеличения нефтеотдачи.

Введение

Высокие темпы снижения запасов легкоизвлекаемой нефти обуславливают актуальность разработки месторождений с высоковязкой нефтью. Пароциклическая обработка (ПЦО) — один из широко используемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в России и мире. Этот метод является одним из перспективных в будущей разработке месторождений с нефтью высокой вязкости. Данный метод применяется с середины двадцатого века, но, несмотря на продолжительную практику его применения, в качестве объектов разработки выступают месторождения, отвечающие устоявшимся критериям успешности таких мероприятий. Продолжаются работы по модификации и совершенствованию как самого метода (формирование математических, эмпирических и физических моделей, использование растворителей, анализ и учет влияния параметров на протекание физических процессов, анализ влияния физических процессов на параметры насыщенной пористой среды и т. д.) [1–7], так и подходов к его использованию (комбинирования методов), однако разработка с его применением имеет трудности и особенности. Основная проблема разработки месторождений с применением ПЦО — сложность и длительность определения технологических параметров, так как существующие модели не позволяют быстро, просто и качественно оценить необходимые параметры.

Пароциклическая обработка относится к тепловым методам увеличения нефтеотдачи. Термические (тепловые) методы главным образом основаны на существующей зависимости вязкости от температуры: с повышением температуры вязкость жидкостей снижается. Среди всех тепловых МУН в пароциклике наиболее эффективно используется тепловая энергия, но нацеленная на прогрев относительно небольших объемов пласта. Кроме того, идея циклической закачки теплоносителя применима на скважинах различных конструкций в сочетании с другими методами.

Помимо трудностей, которые встречаются при разработке месторождений с применением ПЦО, которые описывались выше, можно выделить проблемы: заводнение призабойной зоны, существенное падение дебита с течением времени на продуктивном этапе, потери тепловой энергии в ходе транспортировки теплоносителя в зону прогрева по стволу скважины. ПЦО наиболее распространен в таких странах, как: Канада, Китай, США, Россия, Кувейт, Таиланд [7–14].

В методе ПЦО выделяются три этапа применения. Первый этап — нагнетание теплоносителя в пласт. На данном этапе происходят прогрев пласта и вытеснение нефти паром и конденсатом. В качестве теплоносителя может выступать как смесь пара и воды, которая используется чаще всего, так и сложная многокомпонентная смесь с добавлением поверхностно-активных веществ, газа, гелей и т. д. [2; 7; 15]. В интегральной модели [3] предполагается, что оптимальным временем нагнетания является то, при котором мощность закачиваемого тепла равна мощности теплопотерь в кровлю и подошву пласта. Второй этап — закрытие скважины на период конденсации, который называют паротепловой пропиткой. При фазовом переходе в зоне конденсации происходит снижение давления, что приводит к ненулевому градиенту давления в призабойной зоне, и, как следствие, происходит "всасывание" нефти в зону прогрева. Также при фазовом переходе выделяется теплота парообразования, что приводит к дополнительному прогреву пласта и нефти (в зоне вытеснения). В рамках интегральной модели [3] эффективным временем на выдержку считается то, при котором мощность теплоты фазового перехода равна мощности теплопотерь. Третий этап — добыча разогретых флюидов. Время добычи тоже имеет эффективную продолжительность, которая связана с охлаждением пласта и, как следствие, ухудшением фильтрационных свойств.

Существует несколько основных моделей ПЦО: Маркса — Лангенхайма [16], Джонса [17], интегральная [3]. Модель Маркса — Лангенхайма описывает скорость распространения теплового фронта площадной охват тепловым воздействием. В ней используется радиальный подход определения расстояния теплового фронта и рассматривается идеализированный тепловой профиль, который представляет собой ступенчатую функцию с одинаковой температурой в зоне, охваченной теплом (возможно использовать приближение Ловерье [18]). Модель Джонса рассчитана на численное решение с применением в большей части эмпирических законов. Данная модель использует приближение Ловерье [18] и позволяет определять ряд динамических параметров. К преимуществам этой модели можно отнести учет остаточного тепла с прошлых циклов ПЦО и возможного влияния других скважин. Интегральная модель описывает температурный профиль в виде кусочно-постоянной функции (приближение Ловерье). Она показывает все этапы ПЦО и, в отличие от других методов, позволяет рассчитать необходимое (оптимальное) время закачки, выдержки и добычи. Все перечисленные модели используют относительно грубые приближения по отношению к распределению температуры и не учитывают конденсацию на этапе закачки теплоносителя в пласт, влияющую на рост обводненной зоны. Также данные модели, кроме интегральной, не позволяют определить конкретные технологические параметры, но способны оценить некоторые максимальные параметры.

Основным аспектом при формулировке математической модели для простого, быстрого и качественного расчета является определение наиболее влияющих параметров на протекание физических процессов. Существует ряд работ, направленных на анализ эффективных параметров, среди которых в основном выделяют: мощность пласта, проницаемость, пористость, вязкость, температуру, остаточные насыщенности, коэффициент теплопроводности, теплоемкость, коэффициент теплоотдачи, сухость нагнетаемого пара, скорость нагнетания, предельный градиент давления сдвига [6; 19–24].

Стоит отметить, что на эффективность технологического процесса ПЦО влияют геологические особенности разрабатываемого объекта. В работе [25] описано влияние расчлененности и коэффициента песчаности. Глинистые прослойки (глинистые перемычки, распротертые по латерали) аккумулируют большее количество тепловой энергии за счет большей теплоемкости, что может служить дополнительным источником энергии на втором и третьем этапах пароциклической обработки. Однако абсолютно понятно, что с увеличением мощности непроницаемых пород при неизменном коэффициенте песчаности разработка становится нерентабельной. Учет неоднородности и детализация применения технологии возможны при формировании и

решении математической модели, основанной на законах сохранения массы, импульса и энергии в дифференциальной форме. Целью работы является создание такой модели. Впервые предложен критериальный метод определения времени нагнетания пара в призабойную зону.

В работе [23] проведен ряд исследований, по результатам которых были получены важные выводы: увеличение температуры приводит к увеличению нефтеотдачи, причем скорость снижения вязкости также увеличивается за счет растворения асфальтеново-смолистых фракций нефти; увеличение интенсивности нагнетания пара приводит к снижению нефтеотдачи на безводных и маловодных периодах, однако может повысить его в период высокой обводненности; увеличение скорости закачки может вести к эффекту "прорыва" пара при вытеснении более вязких смесей; при ПЦО образуются эмульсии высокой вязкости за счет наличия воды и содержания в нефти парафино-смоло-асфальтеновых компонентов, откуда делается заключение о том, что продолжительность закачки влияет на эмульгирование в пласте; увеличение объемов воды в пласте увеличивает концентрацию смол и асфальтенов в добываемой продукции, что также способствует увеличению ее вязкости; повышение температуры может послужить катализатором образования эмульсий; с повышением скорости нагнетания может увеличиться вязкость вытесняемой жидкости. Полученные результаты согласуются с рядом других исследований и наблюдений [13; 26; 27], где были проведены работы по определению предела текучести нефти. Большим количеством исследований показано, что высоковязкие нефти обладают свойствами бингамовской жидкости, имеющей характерный градиент давления сдвига.

Данные факты подтверждают предположения о существовании оптимальных параметров закачки теплоносителя (скорость и температура нагнетания) в зависимости от конкретных параметров системы. Однако до конца неясно влияние описанных явлений при промышленной эксплуатации системы. При этом очевидно, что подобные исследования послужат развитию технологий и принципов разработки при добыче высоковязких углеводородных запасов.

1. Математическая модель

Математическая модель была сформирована на основе классических законов сохранения энергии, массы и импульса и позволяет исследовать динамику теплового фронта и фронта вытеснения (гидродинамического фронта). На основе результатов исследования развития фронтов станет возможным оценить технологические параметры: время закачки пара, время конденсации пара, расход пара, время добычи, дебит нефти. Эта модель учитывает основные эффективные параметры, определяющие протекание физических процессов:

$$\left\{ \begin{array}{l} H_r \frac{\partial T}{\partial \tau} + H_s (\vec{v} \cdot \vec{\nabla}) T - \frac{\alpha p'}{A_s} (T - T_0) = \lambda \Delta T, \quad (1) \\ m \frac{\partial S_s}{\partial \tau} + \text{div}(F(S_s) \vec{v}) = -I S_s, \quad (2) \\ \vec{v} = - \frac{k \cdot (\text{grad}(P) - \vec{g}(\rho_w - \rho_s))}{\mu_s} \\ m \frac{\partial S_w}{\partial \tau} + \text{div}(F(S_w) \vec{v}) = 0, \quad (4) \\ I = \frac{\alpha \cdot (T - T_0) + C_r \cdot (1 - m) \cdot v \cdot \rho_r \cdot (T^a - T)}{l \cdot h \cdot \rho_r}, \quad (5) \\ F(S_s) = \frac{S_s^2}{S_s^2 + \frac{\mu_s}{\mu_w} (1 - S_w)^2}, \quad (6) \\ F(S_w) = \frac{S_w^2}{S_w^2 + \frac{\mu_w}{\mu_o} (1 - S_w)^2}, \quad (7) \end{array} \right. \quad (1.1)$$

где m — пористость; S_s — паронасыщенность; $\vec{v}$ — скорость фильтрации пара; H, H_s — удельная объемная теплоемкость породы и пара соответственно; λ — теплопроводность породы; T — температура $T(\tau, r, h)$; I — поток конденсации; τ — время; $F(S_w), F(S_s)$ — функции Баклея — Леверетта; k — коэффициент проницаемости; μ_s — вязкость пара; P — давление; $\vec{g}$ — ускорение свободного падения; ρ_w — плотность воды; ρ_s — плотность пара; α — коэффициент теплоотдачи насыщенной пористой среды в кровлю и подошву пласта; C_r — удельная теплоемкость породы; ρ_r — плотность породы; l — теплота конденсации; h — мощность пласта; ρ_s — плотность

пара; μ_o — вязкость нефти; μ_w — вязкость воды; Q_s — объемный расход теплоносителя; A_s — площадь латерального сечения прогретой зоны; p' — периметр сечения; $\frac{(\alpha p')}{A_s}(T - T_0)$ — член, отвечающий за теплоотдачу в неколлекторы из-за собственной конвекции; T_0 — температура кровли и подошвы; T^a — температура в точке $T(\tau + d\tau, r, h)$; $\vec{\nabla}$ — оператор набла; ΔT — лапласиан температурного поля.

Система уравнений (1.1) рассчитывается в цилиндрической или декартовой системах координат. Декартова система координат хорошо подходит для моделирования галереи скважин, а цилиндрическая — для одиночной скважины. Далее будет рассматриваться случай одиночной скважины.

Математическую модель удобно рассчитывать при помощи числительных методов. При этом вводится ряд допущений и уточнений: коллектор является анизотропным и однородным; решение не зависит от азимутального угла и протяженности галереи скважин; распределение и перемещение теплоносителя (пара) происходит при фиксированных значениях вязкости теплоносителя и воды при температуре T_1 ; кровля и подошва — непроницаемые среды; все флюиды считаются несмешивающимися и несжимаемыми; предполагается, что размеры зон, не подвергнутые тепловой обработке, много больше размеров разогретой зоны, поэтому отводимое тепло в кровлю и подошву пласта поглощается всем объемом незадействованных зон; в призабойной зоне поддерживается постоянное давление; водонасыщенность в пласте равна связанной водонасыщенности; основной вклад в образование конденсата вносят тепловые потоки, отводимые в кровлю, подошву и на нагрев пород; на этапе закачки поток тепла, вызванный фазовым переходом первого рода, не существен по отношению к "нагнетаемой" тепловой мощности; считается, что при применении ПЦО возникают 3 характерные зоны: тепловая, обводненная, нефтяная; в тепловой зоне отсутствуют все несвязанные флюиды, кроме пара, в обводненной — все, кроме воды; при нагнетании температура пара в пласте близка к температуре насыщения; весь образованный конденсат вытесняется теплоносителем в обводненную зону.

Определение эффективного времени прогрева на первом этапе ПЦО требует комплекса критериев, основанных на трех явлениях: теплоотдаче в кровлю и подошву пласта, увеличении водной зоны при непрерывной закачке и снижении фильтрационных способностей неньютоновской жидкости.

Предполагается, что эффективность прогревания резко падает при отсутствии фильтрации, так как основной вклад в прогрев вносит вынужденная конвекция, а не теплопроводность. Когда градиент давления на границе вытеснения нефти водой становится ниже предельного градиента давления сдвига, пар перестает распространяться вглубь пласта, в том случае, если считать воду несжимаемой и не смешивающейся с паром средой, что прекращает теплообмен посредством вынужденной конвекции. Из определения коэффициента пьезопроводности ясно, что давление на границе вытеснения из-за бингамовских свойств нефти будет претерпевать скачок. В идеальном случае граница вытеснения равномерно движется по мере стабилизации давления. Под стабилизацией давления в этом случае понимается приближение распределения давления к стационарному случаю. Стационарный (установившийся) режим является частным и предельным случаем, который описывается уравнением Лапласа. В стационарном случае расход агента нагнетания можно вычислить по уравнению Дюпюи, тогда скорость фильтрации и перепад давления могут быть рассчитаны, если известна площадь области вытеснения или дренирования:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0, \quad (1.2)$$

$$Q = \frac{2\pi kh(P_c - P_b)}{\mu_o \ln\left(\frac{r_b}{r_c}\right)} \quad (1.3)$$

где r — радиальная координата; P — давление; z — координата абсолютной глубины; r_b — радиус скважины; r_c — радиус контура питания; P_c — давление на контуре питания; P_b — давление на забое скважины.

Уравнение Лапласа для пьезопроводности в цилиндрической системе координат без учета изменения азимутального угла (допущение о симметрии) записывается в виде (1.2). А уравнение Дюпюи в самом простом случае принимает вид (1.3).

Может возникнуть и такая ситуация, когда на границе вытеснения градиент давления ниже предельного градиента давления сдвига и при дальнейшей закачке возможно его превысить. Однако дальнейшая закачка или увеличение интенсивности могут оказаться неэффективными, нерентабельными или невозможными по техническим причинам. Поэтому при разработке технико-технологические аспекты являются опорными, которые, в свою очередь, должны подбираться исходя из параметров текучести нефти.

Тепловые потери в пласте происходят из-за собственной конвекции внутри паровой зоны, где пар циркулирует, охлаждаясь в основном на кровле и опускаясь до подошвы [28]. Очевидно, что при равных мощностях отвода и подвода тепла роста разогретой зоны не происходит. Сравнение мощностей подвода и отвода тепла может произойти до того момента, когда прекратится вытеснение нефти водой.

Необходимо также учитывать развитие обводненной зоны, которая на этапе добычи будет препятствовать притоку нефти в прогретую зону, и чем она больше, тем больше обводненность продукции. Скорость конденсации на начальной стадии нагнетания меньше скорости развития паровой зоны, из-за чего водяная оторочка истончается. Однако с увеличением радиуса прогретой области и площади ее теплообмена с кровлей и подошвой интенсивность образования конденсата вырастает, а скорость роста самой области уменьшается и в конечном итоге вовсе становится равной нулю. На оценочном этапе предлагается считать эффективным такое время закачки, при котором объем обводненной области не превосходит объем паровой.

Описанные явления могут фиксироваться в различных временных конфигурациях. Предполагается, что оптимальное время прогрева призабойной зоны находится в промежутке времени от начала нагнетания до достижения одного из описанных предельно-эффективных случаев.

Как было отмечено, при описании фильтрации нефти в пласте необходимо учитывать ее неньютоновские свойства. Исследованиями показано, что высоковязкая нефть обладает характерными свойствами, которые максимально приближенно описываются поведением бингамовской жидкости. В научной литературе существует описание поведения фильтрации бингамовской жидкости, которое принято записывать в виде:

$$v_{rk} = \begin{cases} -\frac{k}{\mu_o} \left(1 - \frac{\gamma}{|grad(p_k)|}\right), & |grad(p_k)| > \gamma, \\ 0, & |grad(p_k)| \leq \gamma, \end{cases} \quad (1.4)$$

где v_{rk} — радиальная скорость фильтрации на границе вытеснения нефти; $grad(p_k)$ — градиент давления на границе вытеснения; γ — предельный градиент давления нефти.

Основной недостаток уравнения (1.4), которое является модифицированным уравнением Дарси, — это отсутствие учета изменения вязкости от скорости сдвига, что может наблюдаться у некоторых типов флюидов. В таком случае зависимость текучести от градиента скорости в сечении будет носить нелинейный характер, а само уравнение (1.4) сведется к виду

$$v_{rk} = f(\mu(v_{rk}), P) \quad (1.5)$$

Причем нельзя утверждать, что уравнение (1.5) является алгебраическим, так как поведение вязкости может быть уточнено только по результатам лабораторных исследований. Поэтому в первом приближении предполагается отсутствие зависимости вязкости от скорости сдвига.

В качестве критерия по фильтрации был выбран безразмерный комплекс с условием

$$\omega = \frac{\gamma}{|grad(p_k)|} = 1. \quad (1.6)$$

Данный критерий определяет момент времени, когда дальнейшая закачка нецелесообразна, поскольку при выполнении условия (1.6) вытеснения нефти не происходит.

Поведение неньютоновской жидкости при необходимости может быть уточнено различными реологическими моделями: Шведова — Бингама, Освальда — де-Вааля, Гершеля — Балки,

Прандтля, Пауэлла — Эйринга, Рабиновича, Сиско, Де Хавена, Рейнера — Филиппова, Кросса, Мейера, Кэссона, Шульмана, Реймера [29; 30]. Такое разнообразие позволяет подобрать наиболее коррелирующую модель к конкретному случаю. В научной литературе большей популярностью пользуется закон Шведова — Бингама, что связано с его физичностью и простотой:

$$\delta = \delta_0 + \mu_p \frac{dv_r}{dr}, \quad (1.7)$$

где δ — текучесть; δ_0 — предел текучести (динамическое напряжение сдвига); μ_p — пластическая вязкость; v_r — скорость сдвига.

Кроме того, поведение, описываемое достаточно точным уравнением (1.7), встречается в природе наиболее часто. Текучесть в данном случае носит линейный характер зависимости.

При решении уравнения массопереноса пара необходимо помнить, что в уравнении не учтены термобарические условия фазового перехода, за счет чего распределение пара может быть ненулевым в области, где он не существует. Поэтому распределение, рассчитанное по уравнению (2) системы (1.1), описывается для пароводяной смеси. В дальнейшем, при расчете распределения водонасыщенности с учетом введенных допущений и уточнений, фронт пароводяной смеси разделяется на два: фронт пара и воды. Для оценки положения фронта пара предлагается принять его в положении фронта прогретой зоны. Решение уравнения (2) необходимо в первую очередь для нахождения количества образываемого конденсата.

2. Апробация на синтетических данных

Модель была апробирована на синтетических параметрах (таблица 2.1) и реализована при помощи численных методов на языке программирования Visual Basic for Applications (VBA). Решение было выполнено в цилиндрической системе координат. При решении явной конечно-разностной схемой уравнения теплопроводности и массопереноса воды оказались наиболее устойчивыми к повышению шага по времени. Так, при шаге между временными слоями в 1000 с ошибка относительно решения по неявной схеме и явной схеме с временным шагом в 1 (одну) с составила менее 1 %. Решение уравнения массопереноса пара оказалось менее устойчивое: максимальное значение временного шага, для которого в любой момент времени решение является устойчивым, — 50 с. Увеличение шага по времени при вычислении уравнения переноса пара стремительно приводило к нефизичным решениям, выходящим за пределы допустимых значений. Данный факт сильно ухудшает вычислительную эффективность еще и потому, что уравнение массопереноса пара зависит от распределения температуры и вычисляется одновременно с уравнением теплопроводности.

Результаты расчетов приведены на рисунках 2.1–2.3. На рисунке 2.1 показано распределение пара в пласте в различные моменты времени. Распределения температуры в разные моменты времени, а также положение фронта и распределение вязкости на 14 (четырнадцатые) сутки продемонстрированы на рисунке 2.2. Рисунок 2.3 отражает характерную динамику фронта обводненной зоны.

Распределение параметров на рисунках 2.1–2.3 приводится в центре мощности пласта. При решении уравнения массопереноса для пароводяной смеси скорость продвижения фронта снижается ввиду геометрических эффектов (решение в цилиндрической системе координат) и тепловых (точки стока за счет конденсации). Распространение фронта пара резко замедляется при достижении некоторого характерного времени (при поставленных условиях 50 000 с, рисунок 2.1), при этом фронт начинает развиваться преимущественно вдоль кровельной части пласта.

Скорость развития фронта воды снижается в меньшей степени, что связано с отсутствием стоков в уравнении (4) системы (1.1). На рисунке 2.3 представлено характерное развитие фронта воды. Важно отметить, что решение уравнения массопереноса воды решалось после решения уравнения теплопроводности, а не одновременно. Поэтому на рисунке 2.3 водонасыщенный фронт в первые сутки находится на уровне 3 м, хотя за следующие сутки фронт продвигался

Таблица 2.1

Параметры расчета

Table 2.1

Calculation parameters

Величина, ед. измерения	Значение	Величина ед. измерения	Значение
Длина пласта, м	500	Давление на забое, Па	200
Мощность пласта, м	20	Давление пласта, Па	100
Пористость, д. ед.	0.2	Вязкость воды, Па·с	10^4
Вязкость пара, Па·с	10^{-5}	Радиус скважины, м	0.1
Вязкость нефти, Па·с	$500 \cdot 10^{-3}$	Удельная теплоемкость воды, Дж/(кг·°C)	4200
Удельная теплота конденсации пара, Дж/кг	$2.3 \cdot 10^6$	Расход пара, м ³ /с	0.00769
Плотность пара, кг/м ³	56	Коэффициент теплоотдачи, Вт/(м ² ·°C)	0.1
Плотность нефти, кг/м ³	856	Предел текучести, Па	7
Температура пласта, °C	70	Эффективный диаметр капилляра, м	10^{-5}
Температура нагнетаемого пара, °C	250	Удельная объемная теплоемкость породы, Дж/(кг·°C)	$1.6 \cdot 10^6$
Проницаемость пласта вдоль координаты г, м ²	10^{-13}	Удельная объемная теплоемкость пара, Дж/(кг·°C)	$45.3 \cdot 10^3$
Проницаемость по мощности пласта, м ²	10^{-13}	Теплопроводность породы, Вт/(м·°C)	2.431

менее чем на 1 м при примерном снижении скорости на 0.2 м/сут. Также стоит отметить, что расход воды посчитан исходя из объемов образовавшегося конденсата на конец расчета уравнений теплопроводности и массопереноса пара (за 14 суток). Поэтому сопоставление положения фронтов прогретой и водонасыщенной зон по полученным результатам интерпретируемо для последнего момента времени. Единовременное сопоставление развития тепловой и обводненной зон достигается путем определения объемов сконденсировавшегося пара за промежуток времени, по истечении которого исследуется прогретая область, и пересчета уравнения массопереноса воды. По сформулированной математической модели такой подход возможен, но требует большей вычислительной мощности или компилирования на другие языки программирования с возможностью оптимизации вычислений.

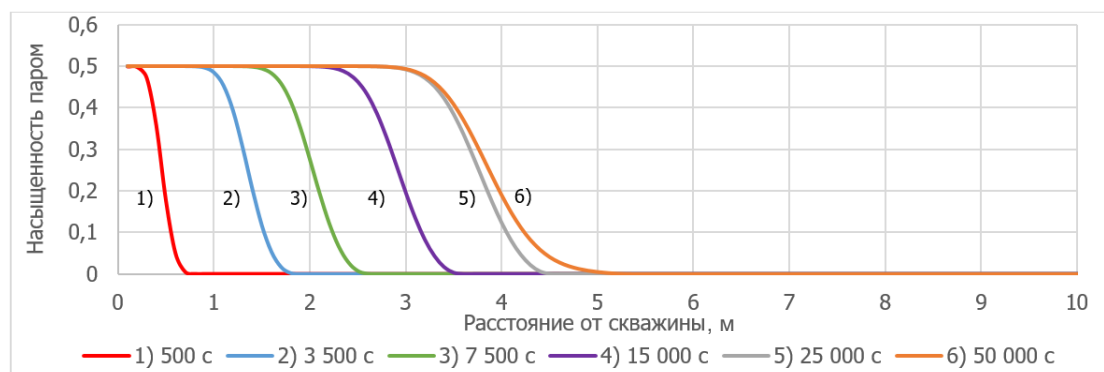


Рис. 2.1. Распределение паронасыщенности в пласте в различные моменты времени

Fig. 2.1. Distribution of vapor saturation in the reservoir at different time points

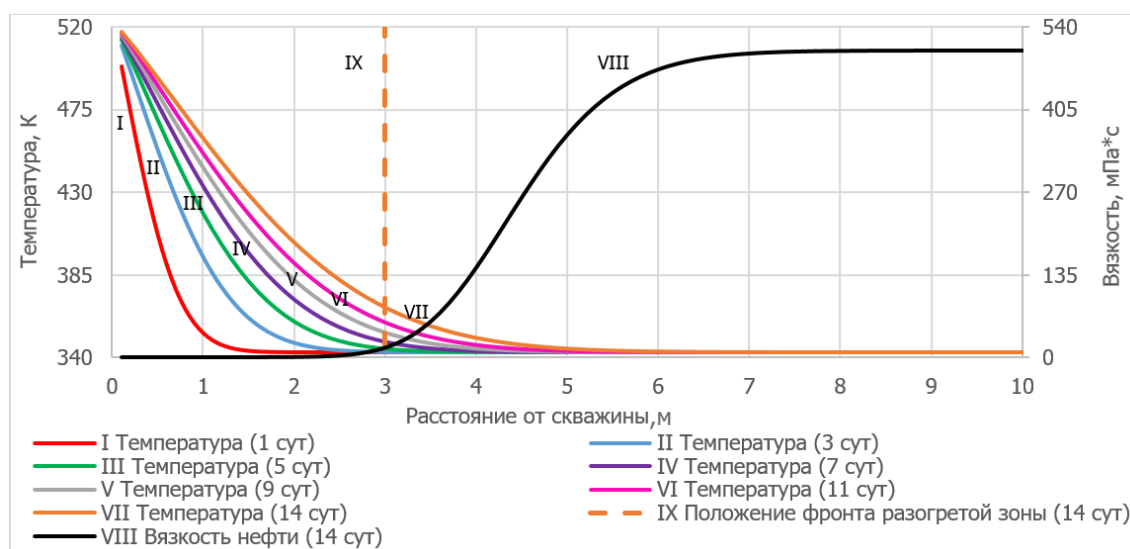


Рис. 2.2. Распределение температуры и вязкости в пласте
 Fig. 2.2. Distribution of temperature and viscosity in the reservoir

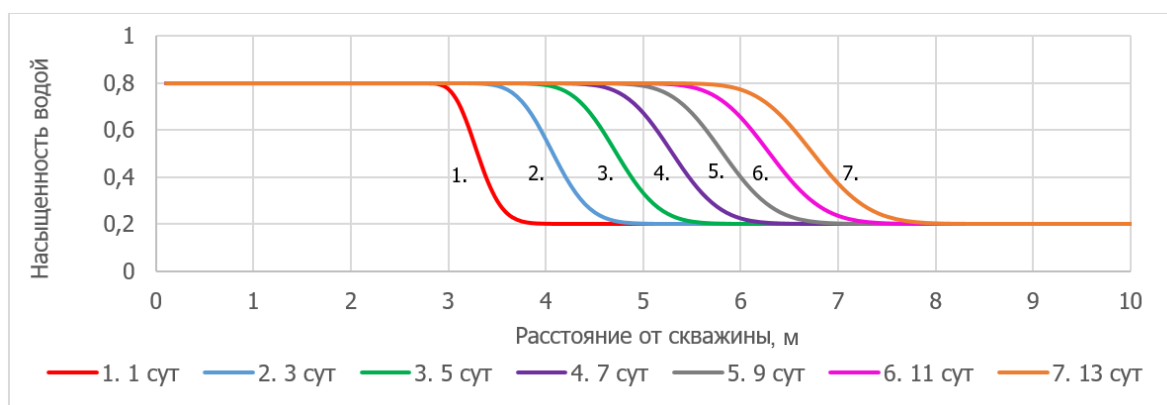


Рис. 2.3. Динамика фронта водонасыщенной зоны
 Fig. 2.3. Dynamics of the front of the saturated water zone

Распределения температуры в разные моменты времени представлены на рисунке 2.2. На графике также продемонстрировано распределение вязкости нефти от температуры, если поровый объем был бы заполнен только ей. Зависимость вязкости от температуры подобрана по характерным зависимостям, описанным в работах [21; 24; 31]. Моделирование распределения вязкости нефти и давления может быть осуществлено по методу, представленному в работе [32], что поможет улучшить качество симулятора. Предлагается определять фронт прогретой зоны там, где температура пласта достигает значения, при котором нефть по вязкости классифицируется как маловязкая или повышенной вязкости [33]. Определение фронта прогрева может быть уточнено при сопоставлении термобарических параметров системы с фазовой диаграммой воды: в том случае, когда фронт прогрева находится дальше области существования пара, стоит уточнить его положение в пространстве. Однако стоит отметить, что способ уточнения применим только для систем, где конвективный теплоперенос преобладает над кондуктивным, а необходимость уточнения обусловлена неоднородностью системы. В том случае, когда кондуктивный теплоперенос вносит большую значимость, чем конвективный, нагнетание пара непродуктивно и можно ограничиться только прогревом ствола скважины. Альтернативным методом определения локализации фронта разогретой зоны может служить критерий сниже-

ния температуры в e раз (аналогично декременту затухания). Определение фронта прогретой зоны в рамках поставленных условий по критерию классификации нефти не противоречит условиям существования пара.

Из рисунков 2.1 и 2.2 видно, что в области наибольших температур насыщенность пара максимальна и ее распределение однородно, что также сходится с допущением интегральной модели [3] и подтверждает ее правомерность.

За счет активного теплообмена прогретой зоны, преимущественно с кровлей, и собственной конвекции прогретая зона в поставленных условиях принимает форму цилиндра. При рассмотрении развития тепловой зоны за наибольший период времени влияние конвективного переноса проявляется визуально значительнее. На форму и размеры прогретой зоны главным образом влияет коэффициент теплоотдачи.

При выбранных параметрах расчета на 14 суток выполняются критерий отсутствия фильтрации на границе вытеснения вода — нефть и увеличение объема обводненной зоны до критического значения. Критерий равенства тепловых мощностей при отсутствии других критериев достигается только к 173 суткам (15 000 000 с) нагнетания, после чего положение теплового фронта практически не меняется со временем (рисунок 2.4).

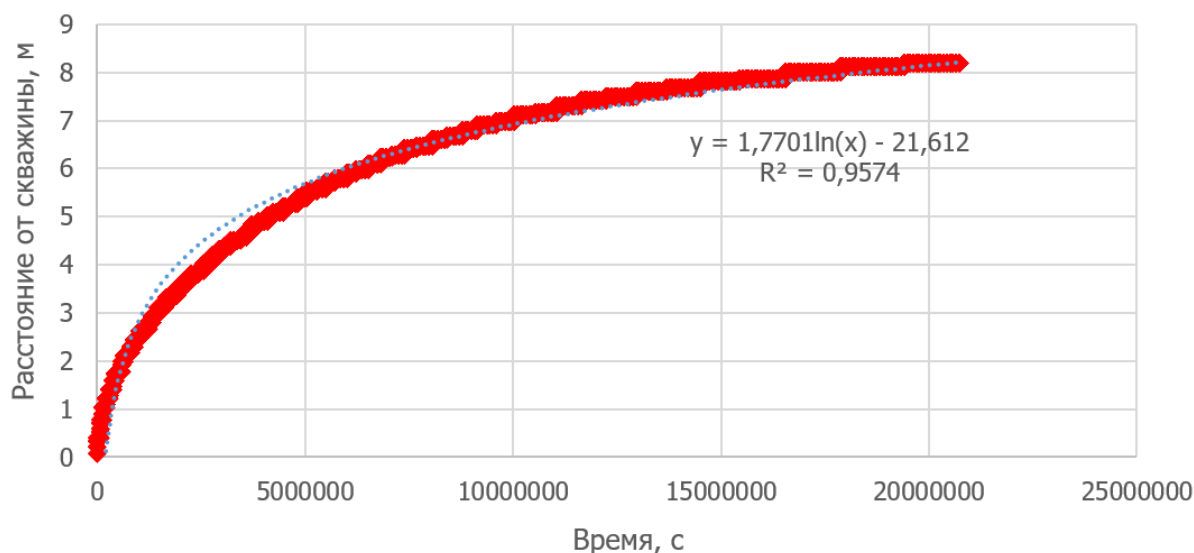


Рис. 2.4. Динамика теплового фронта

Fig. 2.4. Dynamics of the heat front

3. Верификация результатов математической модели с расчетами, проведенными в гидродинамическом симуляторе

Была произведена верификация модели при сопоставлении результатов, полученных по сформированной математической модели и на гидродинамическом симуляторе "тНавигатор", представленных в работе [6] (рисунок 3.1). При решении для сопоставления результатов были взяты параметры из работы авторов. Некоторые параметры, не раскрытые в работе [6], были подобраны таким образом, чтобы достигнуть геометрических размеров прогретой области. К таким параметрам относятся расход пара и коэффициент теплоотдачи. Визуально результаты повторяют друг друга, за исключением приграничных областей теплообмена. Основной причиной отличий являются разные размерности пространственных сеток (более мелкая сетка при решении сформированной модели) и различие в цветовом градиенте. Симулятором не предусмотрено определение теплового фронта, что также затрудняет верификацию данных.

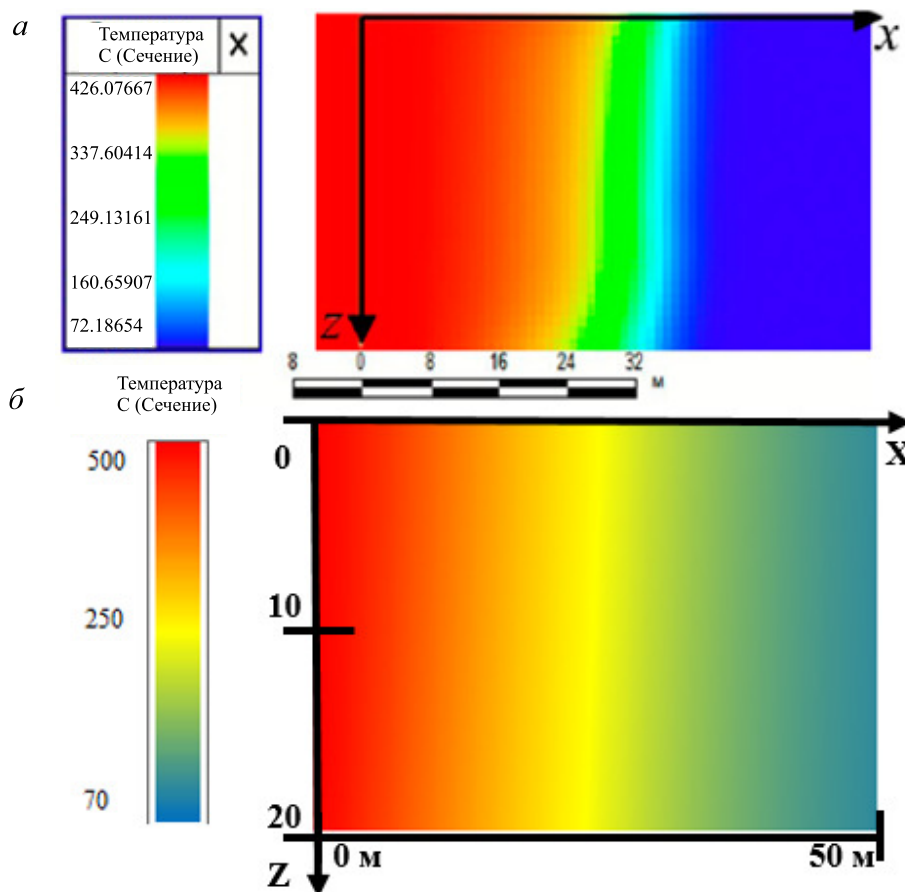


Рис. 3.1. Распределение температуры в сечении пласта: а) "tНавигатор"; б) сформированная математическая модель

Fig. 3.1. Temperature distribution in the reservoir section: a) tNavigator; б) formed mathematical model

Стоит отметить что гидродинамический симулятор "tНавигатор" не адаптирован под решения задач теплопроводности. Тепловые потоки в нем не претерпевают замедления, связанные с теплоотдачей и конвекцией, поэтому распределение температуры от времени аналогично распределению жидких фаз в задачах вытеснения. Данный симулятор отлично решает задачи гидромеханики, учитывая множество различных явлений. Однако также стоит отметить, что решения в нем приводятся в декартовой системе координат, что может вносить ошибку за счет ориентационных эффектов вычислений.

Закключение

По результату работы можно заключить:

- 1) Разработка первого этапа ПЦО должна сопровождаться учетом основных явлений, определяющих эффективные параметры нагнетания: замедления распространения тепловой зоны за счет активного теплообмена продуктивной части пласта с кровлей и подошвой, вызванного преимущественно собственной конвекцией; увеличения обводненной зоны, находящейся за пределами тепловой зоны, за счет образования конденсата, которая в дальнейшем будет влиять на обводненность продукции и оттеснять нефть в зону низких градиентов давлений; снижения скорости фильтрации неньютоновских жидкостей в процессе вытеснения нефти водой;
- 2) Каждый из описанных эффектов может приводить к предельно эффективным случаям: остановке роста тепловой зоны, увеличению обводненной зоны до критических объемов, прекращению вытеснения нефти;

3) Соотношение скоростей развития теплового и водного фронтов от времени носит нелинейный характер, за счет чего на ранних временах нагнетания обводненная зона постоянно истончается, представляя собой водяную оторочку уменьшающихся размеров. После достижения некоторого характерного времени, при котором обеспечивается достаточно большое количество конденсата, а тепловая область значительно замедляется, зона воды начинает расти;

4) Для конкретных систем существуют оптимальные параметры закачки теплоносителя, к которым относятся: расход теплоносителя, время закачки, температура нагнетаемого теплоносителя;

5) При конкретных заданных расходе и температуре теплоносителя существует оптимальное время нагнетания, которое находится в промежутке времени от начала нагнетания до достижения одного из описанных предельно эффективных случаев.

Сформированная математическая модель совместно с предложенными критериями позволяют оценивать необходимые эффективные технологические параметры первого этапа пароциклической обработки. Использование модели с записью законов сохранения массы, импульса и энергии в дифференциальной форме делает возможным учет геологических особенностей пласта при разработке залежей с применением ПЦО. Были отражены концептуальные основы протекания физических процессов при пароциклической обработке. Численное решение математической модели было сравнено с решением гидродинамического симулятора "tНавигатор".

Стоит отметить, что предложенная методика позволяет определить предельноэффективные параметры нагнетания теплоносителя при пароциклической обработке. Оптимальные же параметры возможно определить только при совместном моделировании всех стадий обработки и совокупном рассмотрении эффектов, характерных для этапов ПЦО.

Предложенная модель может быть модифицирована, доработана и адаптирована с учетом неоднородности пласта; изменения вязкости нефти, пара и воды; уточнения распределения давления; изменения относительных фазовых проницаемостей при неизотермической фильтрации; влияния температуры на остаточную насыщенность; сжимаемости и смешивания флюидов; условий фазового перехода флюидов; изменения петрофизических свойств горной породы.

Информация о конфликте интересов: авторы и рецензенты заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Цитирование. Шевелёв А.П., Гильманов А.Я., Скобликов Р.М. Критериальный метод определения времени нагнетания пара при пароциклической обработке призабойных зон скважин // Вестник Самарского университета. Естественная серия / Vestnik of Samara University. Natural Science Series. 2025. Т. 31, № 1. С. 34–50. DOI: 10.18287/2541-7525-2025-31-1-34-50.

© Шевелёв А.П., Гильманов А.Я., Скобликов Р.М., 2025

Александр Павлович Шевелёв (a.p.shevelev@utmn.ru) – кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень ул. Володарского, 6.

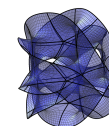
Александр Янович Гильманов (a.y.gilmanov@utmn.ru) – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень ул. Володарского, 6.

Родион Максимович Скобликов (skoblikov.rodion@yandex.ru) – студент магистратуры Школы естественных наук, группа ТФ-23-01, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень ул. Володарского, 6.

Литература

- [1] Assessment of the impact of stress path and strain-dependent permeability on reservoir productivity in CSS / G.A. Alzate-Espinosa, E.F. Araujo-Guerrero, C.A. Benitez-Pelaez, M.C. Herrera-Schlesinger, C.A. Torres-Hernandez, E. Higueta-Carvajal, A. Naranjo-Agudelo, D.F. Cartagena-Perez. Paper presented at the ARMA/DGS/SEG International Geomechanics Symposium. November 2021. Paper Number: ARMA-IGS-21-077. URL: <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:0C188027/>.
- [2] The Application of Complex Displacement in Cyclic Steam Stimulation CSS and Steam Flooding SF Development in Liaohe Oilfield: A Field Performance Study / Jianfeng Liu; Xiaoming Wu; Shouguo Sun; Ling Hao. Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2022. Paper Number: SPE-208940-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/208940-MS>.
- [3] Шевелев А.П., Федоров К.М., Гильманов А.Я. Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт // XIII научно-практическая конференция "Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений". Тюмень, 2022. С. 181–195. URL: https://oil-industry.net/SD_PDF/2021/04/181-195%20Шевелев.pdf.
- [4] Chen F., Liu H., Dong X., Wang Y., Zhang Q., Zhao D., Gai P., Yin F., Qu L. A new analytical model to predict oil production for cyclic steam stimulation of horizontal wells // Paper presented at the SPE Western Regional Meeting (23–26 April 2019, San Jose, California, USA). Paper Number: SPE-195291-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195291-MS>.
- [5] Assessment of the Effect of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Operational Variables on Well Productivity Including Geomechanical Modeling / Guillermo A. Alzate-Espinosa; Abel J. Naranjo-Agudelo; Edson F. Araujo-Guerrero; Carlos A. Torres-Hernandez; Daniel Felipe Cartagena-Perez; Camilo A. Benitez-Pelaez; Mario A. Hernandez-Ricaurte; Maria C. Herrera-Schlesinger; Elvis F. Higueta-Carvajal. Paper presented at the ISRM 9th International Symposium on Geomechanics. May 2021. Paper Number: ISRM-ISG-2021-03. URL: <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:7B4F3D80>.
- [6] Гильманов А.Я., Ковальчук Т.Н., Скобликов Р.М., Федоров А.О., Ходжиев Е.Н., Шевелев А.П. Анализ влияния теплофизических параметров пласта и флюида на процесс пароциклического воздействия на нефтяные пласты // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2023. Т. 9, № 3 (35). С. 6–27. DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-6-27>. EDN: <https://elibrary.ru/uelynd>.
- [7] Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Применение термотропных композиций для увеличения нефтеотдачи при пароциклических обработках скважин на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. 2019. Т. 12, № 1. С. 136–143. DOI: <http://doi.org/10.17516/1998-2836-0113>.
- [8] Wilson A. Cyclic Steam Stimulation Results in High Water Retention for Kuwaiti Heavy-Oil Field // Journal of Petroleum Technology. 2018. Vol. 70, issue 3. P. 80–82. DOI: [10.2118/0318-0080-JPT](https://doi.org/10.2118/0318-0080-JPT).
- [9] Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., Chen D.Q., Liu Z.M., Li Z.M. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs // Petroleum Science. 2020. Vol. 17, № 3. P. 990–1013. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00467-5>.
- [10] Seyed Mousa Mousavi Mirkalaei, Rahim Masoudi, Abdolrahim Ataei. Evaluation of Steam Flooding and Cyclic Steam stimulation (CSS) for a Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, November 2011. Paper Number: IPTC-15454-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-15454-MS>.
- [11] Aguilar Maria G., Robles Eliseo Mares, Cabra Garduza Carlos M., Peralta Oscar Osorio. CSS Performance in Sands of Samaria Tertiary Field, Mexico. Paper presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, Medellin, Colombia, September 2014. Paper Number: SPE-171091-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/171091-MS>.
- [12] Jamaloei B.Y., Singh A., Solberg A. Opportunities and Challenges of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Development in Seal's Cadotte Area. Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2014. Paper Number: SPE-170095-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/170095-MS>.
- [13] Chen H., Shen X., Yu. J., Yang S. Новый комплексный реагент для снижения вязкости сверхтяжелой нефти с анамально высоким кислотным числом при холодном способе добычи // Нефтехимия. 2020. Т. 60, № 5. С. 612–618. DOI: <http://doi.org/10.31857/S0028242120050056>. EDN: <https://elibrary.ru/wwnkik>.

- [14] Вяткин К.А., Кочнев А.А., Лекомцев А.В. Анализ зонального распространения высоковязких нефтей и изучение реологических свойств водонефтяных эмульсий Пермского края // Экспозиция "Нефть. Газ". 2017. № 2(55). URL: <https://repository.geologyscience.ru/handle/123456789/13564?show=full>.
- [15] Trigos E.M., Lozano M.E., Jimenez A.M. Cyclic steam stimulation enhanced with nitrogen // Paper presented at SPE Improved Oil Recovery Conference (14–18 April, Tulsa, Oklahoma, USA). 2018. Conference paper SPE-190173-MS. 11 p. DOI: <http://doi.org/10.2118/190173-MS>.
- [16] Marx J.W., Langenheim R.H. Reservoir heating by hot fluid injection // Petroleum Transactions, AIME. 1959. Vol. 216, no. 1. P. 312–315. DOI: <https://doi.org/10.2118/1266-G>.
- [17] Jones J. Cyclic steam reservoir model for viscous oil, pressure depleted gravity drainage reservoirs // Paper presented at SPE California Regional Meeting (13–15 April 1977, Bakersfield, California). 1977. Paper Number SPE-6544-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/6544-MS>.
- [18] Lauwerier H.A. The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid // Applied Scientific Research, Section A. 1955. Vol. 5, no. 2. P. 145–150. DOI: <https://doi.org/10.1007/BF03184614>.
- [19] Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишиханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: Советская Кубань, 2000. 462 с. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23195297>. EDN: <https://www.elibrary.ru/tnpdsb>.
- [20] Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Москва: Грааль, 2002. 575 с. URL: <https://djuv.online/file/9NsfPZ7Ri5siJ?ysclid=m88erlrerf378944373>.
- [21] Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва: Недра, 1989. 422 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-burzhe-termicheskie-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov.pdf>.
- [22] Temizel Cenk, Gorucu S. Emre, Erdogan Sinem Setenay, Tiwari Aditya. Optimization of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Under Geomechanics-Dependent Permeability. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. Paper Number: SPE-176716-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/176716-MS>.
- [23] Yang X., Zhao H., Zhang B., Zhao Q., Cheng Y., Zhang Y., Li Y. Displacement characteristics and produced oil properties in steam flood heavy oil process // Energies. 2022. Vol. 15, issue 17. Article 6246. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15176246>.
- [24] Савчик М.Б., Ганеева Д.В., Распопов А.В. Повышение эффективности пароциклических обработок скважин верхнепермской залежи Усинского месторождения на основе гидродинамической модели // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т 20, № 2. С. 137–149. DOI: <http://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.4>. EDN: <https://www.elibrary.ru/qvizkw>.
- [25] Осипов А.В., Малофеев Г.Е., Соломатин А.Г., Нилов Ю. Закономерности влияния коэффициентов расщепленности и песчанистости пласта на технологическую эффективность паротепловых обработок призабойной зоны скважин // III Международный научный симпозиум "Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов", (20–21 сентября 2011; Москва): материалы: в 2 т./ ОАО "ВНИИнефть". Москва, 2011. Т. 1. С. 150–155.
- [26] Liu J., Zhong L., Hao T., Liu Y. Study on flow characteristics of produced fluid in Bohai Oilfield cycle steam stimulated heavy oil reservoir // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2022. Vol. 966. Article 012006. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/966/1/012006>.
- [27] Ремеев М.М. Исследования по определению градиентов давления сдвига и предельного разрушения структуры для высоковязкой нефти месторождений Татарстана. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Т. 83. Казань: Институт "ТатНИПИнефть", 2015. С. 87–90. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25473793>. EDN: <https://www.elibrary.ru/vllngr>.
- [28] Суслов В.А. Тепломассообмен: учеб. пособие. Санкт-Петербург: СПбГУИТД ВШ ТиЭ, 2016. Ч. 1. 98 с.: ил. 58. ISBN 978-5-91646-057-5. URL: <https://nizrp.narod.ru/metod/kpte/19.pdf?ysclid=m88hgha7cx348574703>.
- [29] Закиров А.И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. Санкт-Петербург, 2016. 170 с. URL: <https://www.dissercat.com/content/obosnovanie-rezhimov-truboprovodnogo-transporta-bituminoznoi-nefti>.



- [30] Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. Уфа: Гилем, 1999. 464 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-etyudyomodelirovaniislozhnyhsistemneftedobychi.djvu>.
- [31] Зиганшин Р.Ш., Маргачев Д.А., Зиновьев А.М., Борисевич Ю.П., Никитин А.В., Шейкина М.А. Развитие технологий разработки месторождений высоковязкой нефти в современных условиях // Вестник евразийской науки. 2023. Т. 15, № 3. URL: <https://esj.today/PDF/30NZVN323.pdf>.
- [32] Шагапов В.Ш., Юмагулова Ю.А., Гиззатуллина А.А. Моделирование динамики давления и температуры в пласте с высоковязкой нефтью при нагревании // Вестник Самарского университета. Естественнонаучная серия. 2016. № 1–2. С. 62–68. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29345218>. EDN: <https://www.elibrary.ru/yseewh>.
- [33] Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477". URL: <https://legalacts.ru/doc/rasporjazhenie-minprirody-rossii-ot-01022016-n-3-r-ob-utverzhdanii/?ysclid=m88jda5sgt278440247>.

DOI: 10.18287/2541-7525-2025-31-1-34-50

Criterion-based method for determining the time of steam injection during steam cyclic stimulation of bottomhole zones of wells

Shevelev A.P. , Gilmanov A. Ya. , Skoblikov R.M. 

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation; a.p.shevelev@utmn.ru; ORCID: 0000-0003-0017-4871 (A.P.); a.y.gilmanov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-7115-1629 (A. Ya.); skoblikov.rodion@yandex.ru; ORCID: 0009-0007-2241-246X (R.M.);

Received: 18.01.2025

Revised: 03.03.2025

Accepted: 07.04.2025

Scientific article



Abstract. The problems' solving of heat and mass transfer during the cyclic steam stimulation of the bottom-hole zone of the production wells allows us to control the process of high-viscous oil extracting. Based on the mechanics of multiphase systems development approaches, a mathematical model is formulated and a criterion method for the steam injection time determining into the bottomhole zone is proposed. Within the framework of this method, the following processes are crucial: heat transfer to the roof and bottom of the reservoir, the water-saturated zone increase during continuous injection, and the presence of a limiting pressure gradient in a non-Newtonian fluid. The developed model was tested on the synthetic data. The development dynamics of thermal, steam-water and oil-water fronts during injection in the radial formulation of the problem are investigated. The model was verified based on a comparison of the results obtained with calculations in a hydrodynamic simulator.

Key words: heat and mass transfer; phase transitions; underground hydromechanics; convective flows; physical and mathematical modeling; methods of increasing oil recovery.

Information about the conflict of interests: authors and reviewers declared no conflicts of interest.

Citation. Shevelev A.P., Gilmanov A. Ya., Skoblikov R.M. Criterion-based method for determining the time of steam injection during steam cyclic stimulation of bottomhole zones of wells. *Vestnik Samarskogo universiteta. Estestvennonauchnaya seriya* / *Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2025, vol. 31, no. 1, pp. 34–50. DOI: 10.18287/2541-7525-2025-31-1-34-50. (In Russ.)

© Shevelev A.P., Gilmanov A. Ya., Skoblikov R.M., 2025

Alexander P. Shevelev (a.p.shevelev@utmn.ru) – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, associate professor, professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

Alexander Ya. Gilmanov (a.y.gilmanov@utmn.ru) – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, associate professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

Rodion M. Skoblikov (skoblikov.rodion@yandex.ru) – graduate student of the School of Natural Sciences, TF-23-01 group, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

References

- [1] Alzate-Espinosa G.A., Araujo-Guerrero E.F., Benítez-Peláez C.A., Herrera-Schlesinger M.C., Torres-Hernández C.A., Higueta-Carvajal E., Naranjo-Agudelo A., Cartagena-Pérez D.F. Assessment of the impact of stress path and strain-dependent permeability on reservoir productivity in CSS. Paper presented at the ARMA/DGS/SEG International Geomechanics Symposium. November 2021. Paper Number: ARMA-IGS-21-077. Available at: <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:0C188027>.
- [2] Jianfeng Liu, Xiaoming Wu, Shouguo Sun, Ling Hao. The Application of Complex Displacement in Cyclic Steam Stimulation CSS and Steam Flooding SF Development in Liaohe Oilfield: A Field Performance Study. Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2022. Paper Number: SPE-208940-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/208940-MS>.
- [3] Shevelev A.P., Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya. Optimization of cyclic steam stimulation of oil reservoir. In: *XIII Research and practical conference "Mathematical modeling and computer technologies in the processes of field development"*. Moscow, 2022, pp. 181–195. Available at: https://oil-industry.net/SD_PDF/2021/04/181-195%20Шевелев.pdf. (In Russ.)
- [4] Chen F., Liu H., Dong X., Wang Y., Zhang Q., Zhao D., Gai P., Yin F., Qu L. A new analytical model to predict oil production for cyclic steam stimulation of horizontal wells. Paper presented at the SPE Western Regional Meeting (23–26 April 2019, San Jose, California, USA). Paper Number: SPE-195291-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195291-MS>.
- [5] Alzate-Espinosa Guillermo A., Naranjo-Agudelo A.J., Araujo-Guerrero Edson F., Torres-Hernández Carlos A., Cartagena-Pérez Daniel Felipe, Benítez-Peláez Camilo A., Hernández-Ricaurte Mario A., Herrera-Schlesinger Maria C., Higueta-Carvajal Elvis F. Assessment of the Effect of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Operational Variables on Well Productivity Including Geomechanical Modeling. Paper presented at the ISRM 9th International Symposium on Geomechanics, May 2021. Paper Number: ISRM-ISG-2021-03. Available at: <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:7B4F3D80>.
- [6] Gilmanov A.Ya., Kovalchuk T.N., Skoblikov R.M., Fedorov A.O., Khodzhiev Ye.N., Shevelev A.P. Analysis of the influence of the thermophysical parameters of the reservoir and fluid on the process of cyclic steam stimulation. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2023, vol. 9, no. 3 (35), pp. 6–27. DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-6-27>. EDN: <https://elibrary.ru/ueelynd>. (In Russ.)
- [7] Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. Application of Thermotropic Compositions for EOR with Cyclic-Steam Stimulation at Permian-Carboniferous Deposits of Usinsk Oilfield. *Journal of Siberian Federal University. Chemistry*, 2019, vol. 12, issue 1, pp. 136–143. DOI: <http://doi.org/10.17516/1998-2836-0113>. (in Russian)
- [8] Wilson A. Cyclic Steam Stimulation Results in High Water Retention for Kuwaiti Heavy-Oil Field. *Journal of Petroleum Technology*, 2018, vol. 70, no. 3, pp. 80–81. DOI: <http://doi.org/10.2118/0318-0080-JPT>.
- [9] Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., Chen D.Q., Liu Z.M., Li Z.M. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 2020, vol. 17, issue 3, pp. 990–1013. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00467-5>.
- [10] Seyed Mousa Mousavi Mirkalaei, Rahim Masoudi, Abdolrahim Ataei. Evaluation of Steam Flooding and Cyclic Steam stimulation (CSS) for a Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, November 2011. Paper Number: IPTC-15454-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-15454-MS>.

- [11] Aguilar Maria G., Robles Eliseo Mares, Cabra Garduza Carlos M., Peralta Oscar Osorio. CSS Performance in Sands of Samaria Tertiary Field, Mexico. Paper presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, Medellin, Colombia, September 2014. Paper Number: SPE-171091-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/171091-MS>.
- [12] Jamaloei B.Y., Singh A., Solberg A. Opportunities and Challenges of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Development in Seal's Cadotte Area. Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2014. Paper Number: SPE-170095-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/170095-MS>.
- [13] Chen H., Yang S., Shen X., Yu. J. A new composite viscosity reducer for abnormal low temperature extra-heavy oil reservoir with high acid value. *Petroleum Chemistry*, 2020, vol. 60, no. 9, pp. 1003–1008. DOI: <https://doi.org/10.1134/S0965544120090054>. EDN: <https://elibrary.ru/xkyvvn>. (In English; original in Russian).
- [14] Vyatkin K.A., Kochnev A.A., Lekomtsev A.V. Evaluation of oil viscosity expansion and property investigation of oil-water emulsion in Perm region. *Exposition "Oil & Gas"*, 2017, no. 2(55). Available at: <https://repository.geologyscience.ru/handle/123456789/13564?show=full>. (In Russ.)
- [15] Trigos E.M., Lozano M.E., Jimenez A.M. Cyclic steam stimulation enhanced with nitrogen. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference (14 – 18 April, Tulsa, Oklahoma, USA), 2018, conference paper SPE-190173-MS, 11 p. DOI: <http://doi.org/10.2118/190173-MS>.
- [16] Marx J.W., Langenheim R.H. Reservoir heating by hot fluid injection. *Petroleum Transactions, AIME*, 1959, vol. 216, no. 1, pp. 312–315. DOI: <https://doi.org/10.2118/1266-G>.
- [17] Jones J. Cyclic steam reservoir model for viscous oil, pressure depleted gravity drainage reservoirs. Paper presented at the SPE California Regional Meeting (13–15 April 1977, Bakersfield, California), 1977, Paper Number SPE-6544-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/6544-MS>.
- [18] Lauwerier H.A. The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid. *Applied Scientific Research, Section A*, 1955, vol. 5, no. 2, pp. 145–150. DOI: <https://doi.org/10.1007/BF03184614>.
- [19] Antoniadis D.G., Garushev A.R., Ishikhanov V.G. Reference book on thermal methods of oil production. Krasnodar: Sovetskaya Kuban', 462 p. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23195297>. EDN: <https://www.elibrary.ru/tnpdsb>. (In Russ.)
- [20] Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal', 2002, 575 p. Available at: <https://djvu.online/file/9NsfPZ7Ri5siJ?ysclid=m88erlrerf378944373>. (In Russ.)
- [21] Burger J., Sourieau P., Combarnous M. Thermal methods of increased oil recovery. Moscow: Nedra, 1989, 422 p. Available at: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-burzhe-termicheskie-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov.pdf>. (In Russ.)
- [22] Temizel Cenik, Gorucu S. Emre, Erdogan Sinem Setenay, Tiwari Aditya. Optimization of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Under Geomechanics-Dependent Permeability. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. Paper Number: SPE-176716-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/176716-MS>.
- [23] Yang X., Zhao H., Zhang B., Zhao Q., Cheng Y., Zhang Y., Li Y. Displacement characteristics and produced oil properties in steam flood heavy oil process. *Energies*, 2022, vol. 15, issue 17, Article 6246. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15176246>.
- [24] Savchik M.B., Ganeeva D.V., Raspopov A.V. Improvement of the efficiency of cyclic steam stimulation of wells in the upper premian deposit of the Usinskoye field based on the hydrodynamic model. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and Gas Engineering and Mining*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 137–149. DOI: <http://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.4>. EDN: <https://www.elibrary.ru/qvizkw>. (In Russ.)
- [25] Osipov A.V., Malofeev G.E., Solomatin A.G., Nllov Yu. Patterns of influence of the coefficients of fragmentation and sandiness of the formation on the technological efficiency of steam-thermal treatments of the bottom-hole zone of wells. In: *III International Scientific Symposium "Theory and Practice of Enhanced Oil Recovery Methods Application"*, (September 20–21, 2011; Moscow): materials: in 2 vols.. Moscow, 2011, vol. 1, pp. 150–155. (In Russ.)
- [26] Liu J., Zhong L., Hao T., Liu Y. Study on flow characteristics of produced fluid in Bohai Oilfield cycle steam stimulated heavy oil reservoir. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2022, vol. 966, Article number 012006. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/966/1/012006>.

- [27] Remeev M.M. Studies on the determination of shear pressure gradients and ultimate structural failure for high-viscosity oil of Tatarstan. In: *Collection of research works of TatNIPIneft*. Vol. 83. Kazan: Institut "TatNIPIneft", 2015, pp. 87–90. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25473793>. EDN: <https://www.elibrary.ru/vllngr>. (In Russ.)
- [28] Suslov V.A. Heat and mass transfer: textbook. Saint Petersburg: SPbGUPTD VSh TiE, 2016, Part 1, 98 p.; illustrated 58. ISBN 978-5-91646-057-5. Available at: <https://nizrp.narod.ru/metod/kpte/19.pdf?ysclid=m88hgha7cx348574703>. (In Russ.)
- [29] Zakirov A.I. Justification of the modes of pipeline transport of bituminous oil: Candidate's of Technical Sciences thesis: 25.00.19. Saint Petersburg, 2016, 170 p. Available at: <https://www.dissercat.com/content/obosnovanie-rezhimov-truboprovodnogo-transporta-bituminoznoi-nefti>. (In Russ.)
- [30] Mirzajanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Studies on modeling complex of oil production systems. Nonlinearity, disequilibrium, heterogeneity. Ufa: Gilem, 1999, 464 p. Available at: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-etyudyomodelirovaniislozhnyhsistemneftedobychi.djvu>. (In Russ.)
- [31] Ziganshin R.Sh., Margachev D.A., Zinovev A.M., Borisevich Iu.P., Nikitin A.V., Sheikina M.A. Improvement of heavy oil field development technologies in modern conditions. *The Eurasian Scientific Journal*, 2023, vol. 15, no. 3. Available at: <https://esj.today/PDF/30NZVN323.pdf>. (In Russ.)
- [32] Shagapov V.Sh., Yumagulova Yu.A., Gizzatullina A.A. Modeling the dynamics of pressure and temperature in the reservoir with heavy oil when heated. *Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2016, vol. 1–2, pp. 62–68. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29345218>. EDN: <https://www.elibrary.ru/yseewh>. (In Russ.)
- [33] Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation dated 01.02.2016 № 3-r (as amended on 19.04.2018) "On approval of methodological recommendations for the application of the Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gases, approved by the Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated 01.11.2013 № 477". Available at: <https://legalacts.ru/doc/rasporjazhenie-minprirody-rossii-ot-01022016-n-3-r-ob-utverzhdenii/?ysclid=m88jda5sgt278440247>. (In Russ.)