

Константин Михайлович ФЁДОРОВ¹
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ²
Александр Янович ГИЛЬМАНОВ³
Татьяна Николаевна КОВАЛЬЧУК⁴

УДК 532.5.013.3

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

¹ доктор физико-математических наук, профессор,
профессор кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
k.m.fedorov@utmn.ru

² кандидат физико-математических наук, доцент,
профессор кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
alexandershevelev@mail.ru

³ инженер 2 категории, кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
a.y.gilmanov@utmn.ru

⁴ студент бакалавриата, направление «Физика»,
кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
t.n.kovalchuk@mail.ru

Аннотация

Истощение запасов нефти приводит к необходимости разработки нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов, в том числе месторождений высоковязкой нефти. Эффективным способом для этого является применение термических методов интенсификации добычи, основанных на закачке пара в пласт. Существующие модели не учитывают

Цитирование: Фёдоров К. М. Оптимизация технологических параметров при пароциклическом воздействии на нефтяные пласты / К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 145-161. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161

реального смещения фронта прогрева с учетом конвективных потоков. Поэтому актуальными задачами являются моделирование физических процессов, происходящих в пласте, оптимизация технологических параметров разработки при пароциклическом воздействии на нефтяные пласты.

Данная статья является продолжением более ранних исследований и предлагает рассмотреть иной вариант движения границы фронта прогрева. Уточнение развития теплового поля в пласте связано с заданием формы границы с учетом гравитационных сил, в отличие от ранее предложенной модели, где принято допущение о фронтальном распространении теплового фронта.

Поэтому целями работы являются: разработка методики, позволяющей определить дебит скважины в случае паротепловой обработки пласта и учитывающей геометрию движения фронта прогрева; проведение расчета времени закачки пара на примере реального промышленного объекта, времени паротепловой пропитки, решение задачи об оптимизации добычи.

Методология исследований основана на использовании системы законов сохранения. Основные уравнения решаются аналитически, для расчета дебита используется итерационный метод Ньютона.

Таким образом, в данной статье впервые предлагается интегральная физико-математическая модель пароциклического воздействия на пласт, учитывающая наличие конвективных и гравитационных сил при формировании профиля прогретой зоны. На примере реального промышленного объекта проведен расчет времени закачки пара, времени паротепловой пропитки, решена задача об оптимизации добычи. Характерные времена согласуются с реальными данными. Такие расчеты позволяют выбрать наиболее рациональную стратегию разработки.

Ключевые слова

Физико-математическое моделирование, трудноизвлекаемые запасы нефти, циклическое тепловое воздействие, распределение температуры в пласте, дебит, оптимизация параметров разработки, увеличение нефтеотдачи.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161

Введение

Общей мировой тенденцией в нефтяной промышленности является истощение традиционных запасов, падение добычи и вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов. К этому классу запасов относятся высоковязкие нефти. Наибольший опыт в разработке месторождений тяжелой нефти имеют нефтяные компании Канады. Канада и Венесуэла располагают одними из крупнейших месторождений битума в мире. Основными причинами развития этого направления до последнего времени были рост цен на нефть и разработка усовершенствованных технологий добычи тяжелой нефти с высоким коэффициентом извлечения (до 60% начальных запасов нефти) [6].

Тяжелая нефть играет важную роль в мировых запасах нефти, и для ее добычи применяются как термические, так и нетепловые методы добычи. Разработка таких запасов традиционными методами (первичное истощение, заводнение) неэффективна из-за низкой продуктивности скважин [12].

Снижение вязкости нефти и повышение продуктивности скважин достигается с использованием одного из трех основных методов повышения нефтеотдачи — термического, химического и/или газового воздействия. Традиционным подходом считается закачка пара для снижения вязкости пластовой нефти [5].

Таким образом, тепловые методы воздействия, основанные на закачке пара, становятся наиболее эффективными процессами для добычи тяжелой нефти и битума из месторождения. К этим методам воздействия относят в первую очередь пароциклическую обработку (cyclic steam stimulation, CSS), вытеснение нефти паром и парогравитационный дренаж (steam assisted gravity drainage, SAGD) [13]. Наиболее сложными запасами являются тяжелые нефти в маломощных пластах — в этом случае чаще применяется пароциклическое воздействие.

Пароциклическая обработка призабойных зон скважин является перспективным методом увеличения нефтеотдачи. При CSS-воздействии в скважину, являющуюся и нагнетательной, и добывающей одновременно, в течение 15-20 суток закачивают пар в определяемом параметрами пласта объеме. Затем закрывают скважину на 10-15 суток для перераспределения теплоты, паротепловой пропитки, втягивания нефти из непрогретой зоны в прогретую. Далее скважины начинают работать как добывающие, пока нефть не остынет и дебит не упадет до первоначальных значений, как правило, на протяжении 2-3 месяцев.

Пароциклическое воздействие обычно используют на начальной стадии любого теплового воздействия для извлечения тяжелой нефти. Такой вид воздействия был осуществлен на ряде месторождений тяжелой нефти в Кувейте и был получен положительный опыт успешного применения нескольких циклов CSS-обработки. При этом общее количество воды, добытой в каждом цикле, было намного меньше, чем ожидалось. В статье [11] представлены эксперименты, которые были проведены, чтобы найти возможные причины высокого удержания воды.

В статье [10] отмечаются некоторые преимущества CSS-воздействия в случае тяжелой нефти (8-15 API), такие как сравнительно быстрая добыча нефти с высокими значениями дебита, низкие начальные инвестиции, простое внедрение. Однако, когда процесс CSS находится на поздней стадии, необходимо продумать альтернативы, чтобы увеличить добычу и улучшить паронефтяное отношение. В качестве альтернативы для улучшения результатов CSS рассматривалась закачка азота вместе с паром. Для определения оптимального объема азота и схемы закачки использовалась численная модель.

В статье [8] предложены специальные конструкции скважин для предотвращения деформаций и метод промыслового применения обсадных труб для процесса CSS. Повреждения обсадной колонны в скважинах CSS обусловлены в основном дополнительной пластической деформацией при растягивающих и сжимающих нагрузках во время тепловых циклов.

В ходе применения CSS-воздействия преимущество заключается не только в снижении вязкости нефти, но и в устранении некоторых видов околоскважинных повреждений, таких как вынос мелких твердых частиц, асфальтовых и парафиновых отложений. К геологическим факторам, влияющим на результат воздействия, относятся: состав породы, толщина пласта, пластовое давление, нефтенасыщенность, продуктивность неразогретого пласта, глубина пласта [9].

Несмотря на успешный опыт применения CSS-воздействия, для максимальной эффективности применения этого метода на практике необходимо моделирование процесса. Для оценки дополнительно добытой нефти с помощью пароциклического воздействия могут быть использованы аналитические и численные методы моделирования. Существующие модели CSS-воздействия не позволяют предсказать ряд технологических параметров и недостаточно точно описывают распространение фронта прогрева.

При выборе оптимальной стратегии разработки наиболее существенными параметрами являются: размеры прогреваемой области, дебит нефти, время закачки теплоносителя в пласт и время, необходимое для перераспределения теплоты и втягивания нефти в прогретую область. Для определения вышеперечисленных параметров вводятся допущения относительно профиля прогретой зоны, которые не учитывают наличие конвективных и гравитационных сил, что существенным образом упрощает моделирование и приводит к значительным погрешностям [2].

Данная статья является продолжением более ранних исследований и предлагает рассмотреть иной вариант движения границы фронта прогрева. Уточнение развития теплового поля в пласте связано с заданием формы границы с учетом гравитационных сил, в отличие от ранее предложенной модели, где принято допущение о фронтальном распространении теплового фронта [1]. Физические процессы, происходящие в пласте, описываются с помощью законов сохранения, вычисления производятся с использованием численных методов.

Предлагаемая модель пароциклического воздействия

В работе [4] предлагается физико-математическая модель, в которой геометрия прогретой области имеет форму цилиндра. В рамках данной статьи фронт прогрева определяется наклонной линией. Это связано с преимущественным распространением пара вблизи кровли пласта из-за его меньшей плотности, чем у нефти. Таким образом, в значительной степени уточняется геометрия прогретой области. В предлагаемой работе также рассматриваются физические процессы, происходящие в пласте во время проведения CSS.

Пусть максимальный радиус прогрева имеет значение r_f , а мощность пласта — h . В декартовой системе координат, такой, где ее ось x ориентирована вниз по мощности пласта, а ось y — вдоль радиуса прогрева, величины r_f и h определяют начальное положение границы между прогретой нефтью и нефтью,

имеющей температуру, равную начальной пластовой. Протяженность зоны прогретой нефти уменьшается. В рамках предлагаемой модели вертикальная координата прогретой области пласта имеет фиксированное значение, а радиус фронта прогрева изменяется от r_f до нуля, принимая значение r_* . Т. е. r_* определяет границу, после которой идет зона «холодной» нефти, а до этой границы находится зона прогретой нефти, имеющая большую подвижность и меньшую вязкость.

Схематично сечение такой модели приведено на рис. 1.

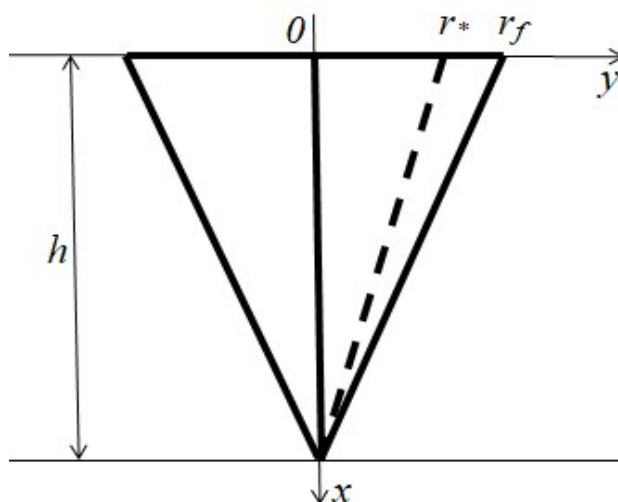


Рис. 1. Геометрия движения фронта прогрева в пласте, изображенная в сечении при пароциклическом воздействии

Fig. 1. The geometry of the motion of the front of heating in the reservoir, depicted in cross section with a steam cycle

Очевидно, что в трехмерном пространстве в каждый момент времени объем прогретой области будет ограничен поверхностью конуса. На рис. 2 показано, каким образом выглядит прогретая область в начальный момент времени в пласте, имеющем форму цилиндра с радиусом контура питания r_c .

Пар, поступающий в пласт, прогревает скелет породы и нефть, насыщающую его в области призабойной зоны. Движение фронта прогрева происходит со скоростью v . На фронте накапливается количество теплоты H . Когда тепло, закачиваемое в пласт, компенсируется потерями в кровлю и подошву, формируется стационарное распределение температуры. При этом теплопотери в случае предлагаемой модели происходят преимущественно в кровлю, так что теплопотери в подошву можно пренебречь. Это в дальнейшем приводит к уменьшению значения вязкости нефти, а значит, в итоге — к увеличению скорости фильтрации нефти при добыче. Вышеописанные физические процессы в схематичном виде проиллюстрированы на рис. 3.

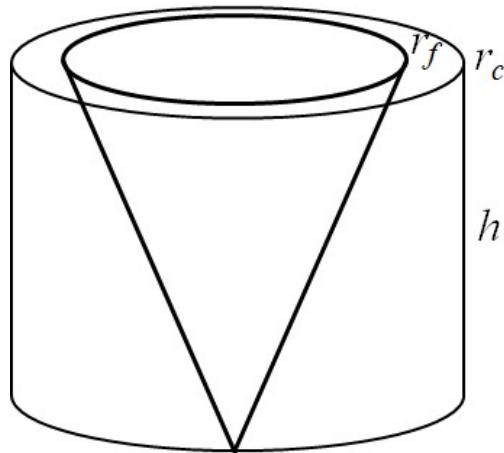


Рис. 2. Геометрия прогретой области в цилиндрическом пласте в трехмерном изображении

Fig. 2. The geometry of the heated region in a cylindrical layer in a three-dimensional image

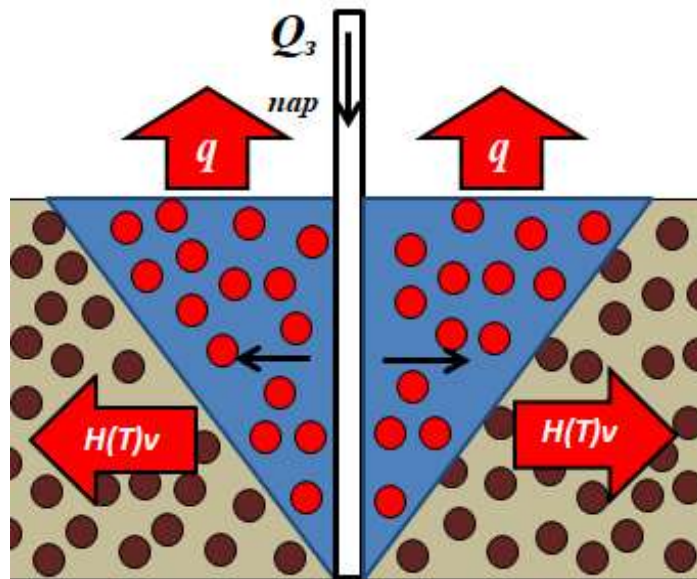


Рис. 3. Схематичное изображение физических процессов, происходящих при закачке пара в пласт

Fig. 3. Schematic representation of the physical processes that occur when steam is injected into the reservoir

Удельные тепловые потери из пористой среды, насыщенной нефтью, в кровлю пласта, выражаемые через закон Ньютона — Рихмана, имеют вид:

$$q = \alpha(T - T_0), \quad (1)$$

где α — коэффициент теплоотдачи; T — температура прогретой области нефти; T_0 — температура в пласте при начальных условиях.

Мощность суммарных тепловых потерь из прогретой области, если переходить от тепловых потоков к количеству теплоты, определяется следующим образом:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} \pi r \alpha (T(r) - T_0) dr, \quad (2)$$

где t — время; r_w — радиус скважины; $T(r)$ — температура в точке r , т. е. ее среднее значение по сечению пласта.

Учтем, что при значении радиуса фронта прогрева от нуля до r_f значение температуры экспоненциально снижается, при этом в r_f температура равна постоянному значению T_s — температуре насыщенного пара. Тогда интеграл вычисляется аналитически.

Предлагаемая геометрия пласта дает более точное значение для мощности суммарных тепловых потерь [3]. Это значение в 2 раза меньше в сравнении со значением, получаемым для цилиндрической модели, которая не учитывает наличие конвективных и гравитационных сил для определения геометрии прогретой области [4].

Пусть закачиваемый пар обладает следующими физическими свойствами: плотность ρ_s , удельная теплоемкость c_s , скрытая удельная теплота парообразования l . Закачка пара происходит с постоянным объемным расходом, равным Q_3 . Если скорость закачки теплоносителя постоянна, то она определяется следующим образом:

$$\frac{dH}{dt} = Q_3 \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l). \quad (3)$$

Из равенства формул (2) и (3) выразим максимальный радиус фронта прогрева:

$$r_f = \sqrt{\frac{2Q_3 \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{\pi \alpha (T_s - T_0)} + r_w^2}. \quad (4)$$

Значения, полученные для предлагаемой конусоидальной модели и цилиндрической, отличаются в 1,4 раза, при этом радиус фронта прогрева для предлагаемой модели больше [4]. Однако такое отличие не приводит к увеличению протяженности прогретой области ввиду различных геометрий прогрева.

Перейдем к вычислению параметров, которые характеризуют движение теплового фронта. С целью рассчитать время цикла закачки пара t_1 распишем объемную скорость движения фронта прогрева по определению и через скорость температурного скачка $K_T = R_s/R_r$, выраженную через R_s — теплосодержание пара, R_r — теплосодержание породы. Приравнявая эти выражения для объемной скорости, получим

$$D_f = \frac{\pi h (r_f^2 - r_*^2)}{3t_1} = \frac{Q_3 K_T}{m}, \quad (5)$$

где m — пористость.

Из этого выражения получим искомое время для цикла закачки теплоносителя:

$$t_1 = \frac{\pi m h (r_f^2 - r_w^2)}{3 Q_3 K_T}.$$

Из соотношения (5) можно получить выражение для радиуса зоны, заполненной прогретой нефтью. Для этого необходимо заменить t_1 на время, за которое радиус прогретой области становится равным r_* , теплосодержание пара R_s на теплосодержание нефти R_o и объемный расход Q_3 на дебит нефти Q , т. к. рассматривается стадия добычи. В таком случае искомое выражение имеет вид:

$$r_*(t) = \sqrt{r_f^2 - \frac{3QR_o t}{\pi m h R_r}}.$$

На втором этапе пароциклического воздействия пар в пласт не поступает. При этом тепловые потери в окружающие породы не компенсируются закачкой. Конденсация пара в призабойной зоне приводит к резкому снижению его объема. Таким образом, в призабойной зоне образуется значительная депрессия. Будем предполагать, что процессы конденсации, теплообмена и втягивания нефти равновесны. Тогда давление и температура в области парового плато постоянны. В свою очередь, это приводит к мгновенному втягиванию нефти из «холодного» пласта в прогретую область и к ее прогреву.

Тогда формула (2) при принятых допущениях запишется следующим образом:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_s} \pi r \alpha (T_s - T_0) dr = \frac{\pi r_s^2 (r)}{2} \alpha (T_s - T_0), \quad (6)$$

где r_s — радиус зоны парового плато.

При нахождении интеграла в формуле (6) радиус скважины достаточно мал, поэтому им можно пренебречь.

Мощность тепловых потерь компенсируется конденсацией, при этом теплота, выделяемая за счет описанного процесса:

$$\frac{dG}{dt} = -l \frac{dM}{dt} = -\frac{2}{3} l \rho_s m h C \pi r_s \frac{dr_s}{dt}, \quad (7)$$

где $M = (1/3)\pi r_s^2 h m \rho_s C$ — масса пара в призабойной зоне; C — концентрация пара в теплоносителе.

Дифференциальное уравнение для определения радиуса зоны парового плато r_s получим, приравняв правые части выражений (6) и (7):

$$\frac{dr_s}{dt} = -\frac{3\alpha(T_s - T_0)}{4l\rho_s m h C} r_s, \quad (8)$$

при этом полученная формула определяет скорость фронта конденсации.

Пусть имеются следующие начальные условия: $t = 0$, $r_s = r_f$. Тогда из дифференциального уравнения радиус зоны парового плато:

$$r_s = r_f \exp\left(-\frac{3\alpha(T_s - T_0)}{4l\rho_s m h C} t\right). \quad (9)$$

Поскольку зависимость радиуса зоны парового плато от времени процесса экспоненциальная убывающая, то можно ввести характерное время процесса как время, когда величина уменьшается в e -раз. Следовательно, характерное время паротепловой пропитки равно $t_2 = \frac{4l\rho_s m h C}{3\alpha(T_s - T_0)}$.

$$t_2 = \frac{4l\rho_s m h C}{3\alpha(T_s - T_0)}$$

Время паротепловой пропитки следует взять больше, чем t_2 , для более полного завершения процесса конденсации. Примем время паротепловой пропитки равным $7t_2$ [4].

При использовании данных для месторождения Шо-Вел-Там ($Q_3 = 0,001\ 288\ \text{м}^3/\text{с}$; плотность пара $67,19\ \text{кг}/\text{м}^3$; $c_s = 4\ 150\ \text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $T_s = 422,04\ \text{К}$; $T_0 = 300\ \text{К}$; $l = 2,3\ \text{МДж}/\text{кг}$; $\alpha = 22\ \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $r_w = 0,1\ \text{м}$; $m = 0,26$; $h = 18,3\ \text{м}$; удельная теплоемкость породы $1\ 000\ \text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; плотность породы $2\ 500\ \text{кг}/\text{м}^3$; $C = 0,78$) рассчитанное значение времени цикла закачки пара составляет 88 дней, реальное — 44 дня. Расчетное значение времени паротепловой пропитки — 3 дня, при этом промысловое значение — 35 дней. Суммарное время между циклами добычи составляет по данным моделирования 91 день, на промысле — 79 дней. Таким образом, получена точность 15% для общего времени между циклами, при этом реальные и расчетные значения времен закачки пара и паротепловой пропитки совпадают по порядку величины. Модель верифицирована.

Принимая линейное приближение, будем считать, что температура пласта при фильтрации через него нефти распространяется в виде скачка температуры от значения T_s до T_0 . Тогда после паротепловой пропитки зона, близкая к скважине, будет заполнена прогретой нефтью при температуре T_s .

Выражение для теплосодержания прогретой нефти имеет вид:

$$H_1 = \pi h \left(\frac{1}{3} r_*^2 - r_w^2 \right) R_o (T_s - T_0), \quad (10)$$

где $R_o = m\rho_o c_o$; ρ_o — плотность нефти; c_o — удельная теплоемкость нефти.

При этом количество теплоты, которое было отобрано у скелета пласта для прогрева нефти, определяется выражением вида:

$$H_2 = \frac{1}{3} \pi h (r_f^2 - r_*^2) R_r (T_s - T_0), \quad (11)$$

где $R_r = (1 - m)\rho_r c_r + m\rho_o c_o$.

Из равенства правых частей формул (10) и (11), т. е. учитывая условие теплового баланса, выразим радиус области прогретой нефти:

$$r_* = \sqrt{\frac{r_f^2 R_r + 3r_w^2 R_o}{R_o + R_r}}. \quad (12)$$

Из закона Дарси скорость фильтрации флюида через пористую среду равна отношению дебита этой фазы к площади фильтрации, а также прямо пропорциональна градиенту давления. Тогда для случая предлагаемой конусообразной модели будем иметь равенство:

$$v_o = \frac{Q}{\pi r \sqrt{r^2 + h^2}} = \frac{k dp}{\mu dr'} \quad (13)$$

где r — радиальная координата; k — абсолютная проницаемость пласта; p — давление; μ — вязкость нефти при начальных пластовых условиях.

Разделяя переменные в выражении (13) и интегрируя по радиальной координате от r_w до r_c и по давлению от значения на забое скважины p_w до значения на контуре питания p_c , получим следующее выражение для дебита нефти:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_c - p_w)}{\mu \ln \left| \frac{h + r_w}{h - r_w} \cdot \frac{h - r_c}{h + r_c} \right|} \quad (14)$$

Учитывая зональное изменение температуры и вязкости нефти, дебит жидкости в скважину для предлагаемой геометрии движения фронта прогрева:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_c - p_w)}{\mu \ln \left| \frac{h + r_c}{h - r_c} \cdot \frac{h - r_*}{h + r_*} \right| + \mu_T \ln \left| \frac{h + r_*}{h - r_*} \cdot \frac{h - r_w}{h + r_w} \right|} \quad (15)$$

где μ_T — вязкость прогретой нефти.

Дебит скважины, рассчитанный по формуле (15), может быть аппроксимирован экспоненциальным трендом. Тогда дополнительная накопленная добыча по сравнению с дебитом без воздействия с учетом числа циклов имеет вид:

$$Q_H = \frac{t_4}{t_1 + t_2 + t_3} \int_0^{t_3} A e^{Bt} dt = \frac{t_4}{t_1 + t_2 + t_3} \frac{A}{B} (e^{Bt_3} - 1), \quad (16)$$

где t_3 — время стадии добычи, определяемое экономически эффективными показателями дебита; t_4 — общее время разработки; A ; B — постоянные тренда.

Дополнительная накопленная добыча (16) зависит от длительности стадии добычи t_3 в каждом цикле. Следовательно, для максимальной эффективности процесса пароциклической обработки необходимо ее исследование на экстремум.

Методология исследования

Итоговое выражение для дебита (15) является трансцендентным, т. к. координата r_* является нелинейной функцией дебита и учитывает зависимость от времени. Поэтому дебит находится с помощью численных методов, а именно решается итерационным методом Ньютона (методом касательных).

Общий вид формулы итерационного метода Ньютона для дебита имеет вид:

$$Q_{n+1} = Q_n - \frac{f(Q_n)}{f'(Q_n)}. \quad (17)$$

Вычисления прекращаются, когда $Q_{n+1} = Q_n + \varepsilon$, где ε — заданная точность, т. е. значение Q_{n+1} попадает в ε -окрестность.

В зависимости от параметров разработки полученная зависимость может описываться экспоненциальным трендом или прямой. Для того чтобы рассчитать

накопленную добычу по формуле (16), были выбраны параметры, при которых зависимость дебита от времени может быть аппроксимирована экспоненциальным трендом.

Дифференцирование выражения (16) и приравнивание производной к нулю для нахождения экстремума приводит к трансцендентному уравнению, графическое решение которого доказывает наличие экстремума.

Результаты

Для моделирования были выбраны следующие параметры: $\mu = 0,2 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\mu_T = 0,02 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $r_c = 150 \text{ м}$; $r_w = 0,1 \text{ м}$; $Q_3 = 0,1 \text{ м}^3/\text{с}$; $\rho_r = 2\,500 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_o = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_s = 40 \text{ кг}/\text{м}^3$; $c_r = 1\,000 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $c_o = 4\,500 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $c_s = 4\,400 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $l = 2\,300\,000 \text{ Дж}/\text{кг}$; $T_0 = 350 \text{ К}$; $T_s = 550 \text{ К}$; $\alpha = 0,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $m = 0,2$; $h = 30 \text{ м}$; $p_c = 100 \cdot 10^5 \text{ Па}$; $p_w = 10 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Численные расчеты накопленной добычи $Q_{н0}$ с использованием данных модельного объекта подтверждают наличие экстремума (рис. 4).

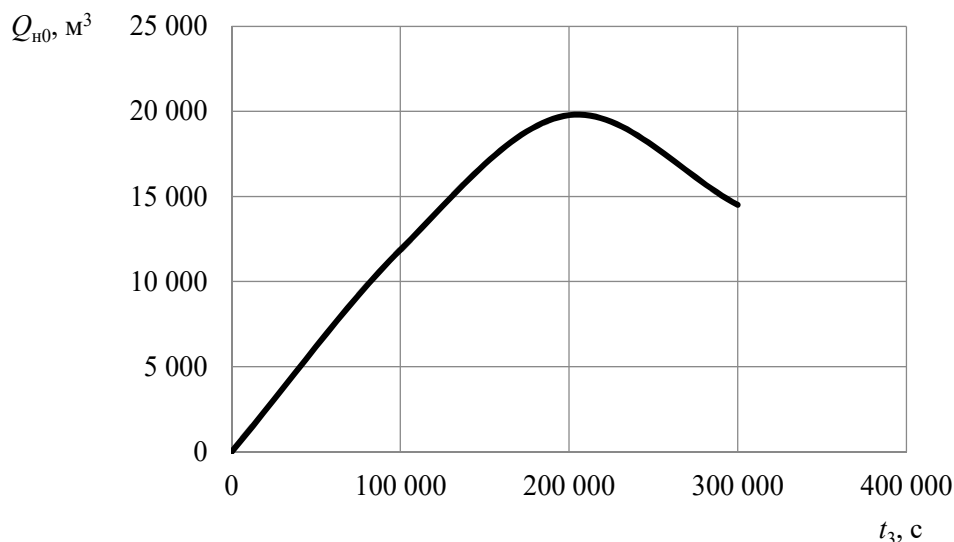


Рис. 4. Зависимость накопленной добычи $Q_{н0}$ от времени цикла добычи при применении CSS

Fig. 4. The dependence of the accumulated production $Q_{н0}$ on the time of the production cycle when applying CSS

Для расчета были использованы параметры с реального объекта — месторождения Шо-Вел-Там [7]: $\mu = 2 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\mu_T = 0,011 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $r_c = 150 \text{ м}$; $r_w = 0,1 \text{ м}$; $Q_3 = 0,001\,288 \text{ м}^3/\text{с}$; $\rho_r = 2\,500 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_o = 964 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_s = 67,19 \text{ кг}/\text{м}^3$; $c_r = 1\,000 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $c_o = 2\,500 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $c_s = 4\,150 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $l = 2\,300\,000 \text{ Дж}/\text{кг}$; $T_0 = 300 \text{ К}$; $T_s = 422,04 \text{ К}$; $\alpha = 22 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $m = 0,26$; $h = 18,288 \text{ м}$; $p_c = 130,91 \cdot 10^5 \text{ Па}$; $p_w = 13,78 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Зависимость дебита нефти от времени представлена на рис. 5.

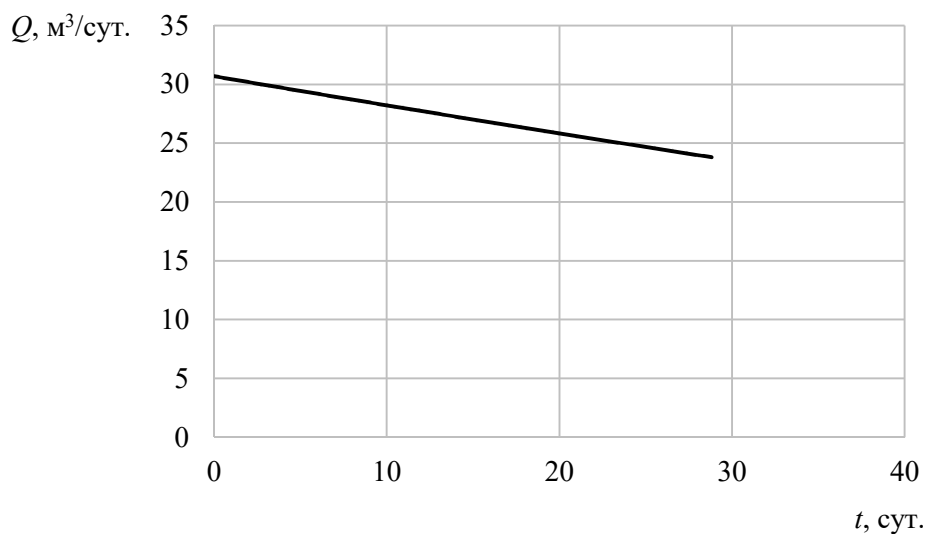


Рис. 5. Зависимость дебита нефти от времени для разработанной модели

Fig. 5. The dependence of oil production on time for the developed model

Обсуждение

Таким образом, в данной статье было введено допущение относительно движения границы фронта прогрева, учитывающее наличие конвективных и гравитационных сил при формировании профиля прогретой зоны. При этом фронт прогрева определяется значениями мощности пласта и радиуса фронта прогрева. В данном случае радиус фронта прогрева изменяется от максимального значения до нуля, однако в отличие от ранее предложенной модели мощность прогретой части пласта имеет фиксированное значение.

Из закона Дарси получена формула, позволяющая определить дебит скважины в случае паротепловой обработки пласта с учетом размеров прогретой зоны для предлагаемой геометрии фронта прогрева.

При нахождении оптимального времени добычи был использован экспоненциальный тренд для зависимости дебита от времени, и это справедливо при указанных параметрах, выбранных для моделирования. Однако такая зависимость может иметь тренд, близкий к линейному, как, например, при параметрах, выбранных для построения графика на рис. 5. Это следует учитывать при расчете оптимального времени добычи для того, чтобы не было значительных погрешностей. Кроме того, в этом заключается отличие предложенной модели от модели цилиндрической прогретой области, не учитывающей конвективные и гравитационные потоки.

Было проведено исследование зависимости накопленной добычи от времени добычи. Полученная зависимость имеет максимум, который определяет оптимальное время добычи.

Для предлагаемой модели была получена точность 15% для общего времени между циклами, при этом реальные и расчетные значения времен закачки

пара и паротепловой пропитки совпадают по порядку величины. Сравнение расчетных результатов с промышленными данными позволяет судить о точности принимаемых при построении модели допущений. В данном случае модель можно считать верифицированной.

Выводы

1. Таким образом, предложена модель процесса CSS с уточненной геометрией теплового.
2. Получены аналитические формулы для расчетов времени основных стадий процесса, дебита нефти с учетом принятых в модели допущений относительно границы фронта прогрева.
3. Предложена методика, позволяющая определить оптимальное время добычи при различных параметрах пласта.
4. На примере реального промышленного объекта проведен расчет времени закачки пара, времени паротепловой пропитки, решена задача об оптимизации добычи. Характерные времена согласуются с реальными данными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты / А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 176-191. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-176-191
2. Ковальчук Т. Н. Физико-математическая модель пароциклической обработки с параллельным наклонным смещением фронта прогрева / Т. Н. Ковальчук, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Сборник тезисов, материалы Двадцать шестой Всероссийской научной конференции студентов-физиков и молодых ученых (ВНКСФ-26, Уфа, Башкортостан): материалы конференции, тезисы докладов. 2020. С. 399-400.
3. Митрушкин Д. А. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей / Д. А. Митрушкин, Л. К. Хабирова // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 1. С. 52-59.
4. Шевелёв А. П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: автореферат дис. ... канд. физ.-мат. наук / А. П. Шевелёв. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2005. 23 с.
5. Ansari S. The role of emulsions in steam-assisted-gravity-drainage (SAGD) oil-production process: a review / S. Ansari, R. Sabbagh, Y. Yusuf, D. S. Nobes // SPE Journal. 2019. Vol. 24. No. 6. Pp. 1-21. DOI: 10.2118/199347-PA
6. Brooks R. T. Experiences in eliminating steam breakthrough & providing zonal isolation in SAGD wells / R. T. Brooks, H. Tavakol // SPE Western Regional Meeting (21-23 March, Bakersfield, California, USA). 2012. Conference paper SPE-153903-MS. 9 p. DOI: 10.2118/153903-MS

7. Chiou R. C. S. Cyclic steam pilot in gravity drainage reservoir / R. C. S. Chiou, T. S. Murer // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (8-11 October, San Antonio, Texas). 1989. Conference paper SPE-19659-MS. 14 p. DOI: 10.2118/SPE-19659-MS
8. Lihong Han. Strain-based casing design for cyclic-steam-stimulation wells / Lihong Han, Hang Wang, Jianjun Wang, Bin Xie, Zhihua Tian, Xingru Wu // SPE Production & Operations. 2018. Vol. 33. No. 2. Pp. 409-418. DOI: 10.2118/180703-PA
9. Raj Deo Tewari. Successful cyclic steam stimulation pilot in heavy oilfield of Sudan / Raj Deo Tewari, Fahmi Abdalla, Hisham Galal Lutfi, Yu Keqiang, Ali Faroug, Hisham Bakri, Li Guocheng // SPE Enhanced Oil Recovery Conference (19-21 July, Kuala Lumpur, Malaysia). 2011. Conference paper SPE-144638-MS. 10 p. DOI: 10.2118/144638-MS
10. Trigos E. M. Cyclic steam stimulation enhanced with nitrogen / E. M. Trigos, M. E. Lozano, A. M. Jimenez // SPE Improved Oil Recovery Conference (14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA). 2018. Conference paper SPE-190173-MS. 11 p. DOI: 10.2118/190173-MS
11. Wilson A. Cyclic steam stimulation results in high water retention for Kuwaiti heavy-oil field / A. Wilson // Journal of Petroleum Technology. 2018. Vol. 70. No. 3. Pp. 80-81. DOI: 10.2118/0318-0080-JPT
12. Xiaodong Han. Case study: realization and evaluation of cyclic steam stimulation pilot for Offshore Oilfield, China / Xiaodong Han, Yigang Liu, Hao Liu, Qiuxia Wang, Jian Zou, Hua Zhang, Hongyu Wang, Xuanren Wu // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (26-28 March, Muscat, Oman). 2018. Conference paper SPE-190452-MS. 11 p. DOI: 10.2118/190452-MS
13. Yanyong Wang. Coke deposition during air injection assisted cyclic steam stimulation process: mechanism study and field impact analysis / Yanyong Wang, Liang Zhang, Shaoran Ren // SPE Western Regional Meeting (23-26 April, San Jose, California, USA). 2019. Conference paper SPE-195360-MS. 14 p. DOI: 10.2118/195360-MS

Konstantin M. FEDOROV¹
Alexander P. SHEVELEV²
Alexander Ya. GILMANOV³
Tatyana N. KOVALCHUK⁴

UDC 532.5.013.3

OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS FOR CYCLIC STEAM STIMULATION OF OIL RESERVOIRS

¹ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
k.m.fedorov@utmn.ru

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
alexandershevelev@mail.ru

³ Engineer of the Second Category,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
a.y.gilmanov@utmn.ru

⁴ Undergraduate Student of Physics,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
t.n.kovalchuk@mail.ru

Abstract

Depletion of oil reserves leads to need to develop unconventional and hard-to-recover reserves, including high-viscosity oil fields. An effective way to do this is to use thermal enhanced oil recovery methods. Existing models do not consider the actual displacement of the heating

Citation: Fedorov K. M., Shevelev A. P., Gilmanov A. Ya., Kovalchuk T. N. 2020. "Optimization of technological parameters for cyclic steam stimulation of oil reservoirs". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 2 (22), pp. 145-161.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161

front with convective flows. Therefore, the actual tasks are to model the physical processes occurring in the reservoir and to optimize the technological parameters of the development during cyclic steam stimulation.

This article is a continuation of earlier research and offers to consider a different version of movement of boundary of heating front. Clarification of the development of thermal field in reservoir is associated with setting the shape of boundary considering gravitational forces, in contrast to the previously proposed model, where the assumption of the frontal propagation of the thermal front is accepted.

The aims of the article are to determine the production rate for cyclic steam stimulation with described geometry; calculation steam injection time using real data, optimization of production.

The research methodology is based on the use of a system of conservation laws. The main equations are solved analytically, and the flow rate is calculated using Newton's iterative method.

Thus, this article offers the first integrated physical-mathematical model of cyclic steam stimulation, considering the presence of convective and gravitational forces in the formation of heated zone profile. Problem of production optimization is solved using real data. The characteristic times are consistent with the real data. These calculations help to choose the most rational development strategy.

Keywords

Physical and mathematical simulation, hard-to-recover oil reserves, cyclic steam stimulation, temperature distribution in the reservoir, flow rate, optimization of development parameters, enhanced oil recovery.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161

REFERENCES

1. Gilmanov A. Ya., Kovalchuk T. N., Shevelev A. P. 2020. "Physical and mathematical modeling of cyclic steam stimulation for oil reservoirs". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 176-191. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-176-191 [In Russian]
2. Kovalchuk T. N., Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2020. "Physical and mathematical model of cyclic steam stimulation with parallel slope displacement of heating front". Proceedings of the 26th Russian Science Conference of Students-Physicists and Young Scientists (VNKSF-26, Ufa, Bashkortostan), pp. 399-400. [In Russian]
3. Mitrushkin D. A., Khabirova L. K. 2010. "Mathematical modeling for problems of recovery of high-viscosity oil". Vestnik CKR Rosnedra, no. 1, pp. 52-59. [In Russian]
4. Shevelev A. P. 2005. Mathematical Modeling of Cyclic Steam Stimulation on Oil Reservoirs: Cand. Sci. Phys-Math. diss. abstract. Tyumen: University of Tyumen, 23 pp. [In Russian]

5. Ansari S., Sabbagh R., Yusuf Y., Nobes D. S. 2019. "The role of emulsions in steam-assisted-gravity-drainage (SAGD) oil-production process: a review". *SPE Journal*, vol. 24, no. 6, pp. 1-21. DOI: 10.2118/199347-PA
6. Brooks R. T., Tavakol H. 2012. "Experiences in eliminating steam breakthrough & providing zonal isolation in SAGD wells". *SPE Western Regional Meeting (21-23 March, Bakersfield, California, USA)*. Conference paper SPE-153903-MS. 9 pp. DOI: 10.2118/153903-MS
7. Chiou R. C. S., Murer T. S. 1989. "Cyclic steam pilot in gravity drainage reservoir". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (8-11 October, San Antonio, Texas)*. Conference paper SPE-19659-MS. 14 pp. DOI: 10.2118/SPE-19659-MS
8. Lihong Han, Hang Wang, Jianjun Wang, Bin Xie, Zhihua Tian, Xingru Wu. 2018. "Strain-based casing design for cyclic-steam-stimulation wells". *SPE Production & Operations*, vol. 33, no. 2, pp. 409-418. DOI: 10.2118/180703-PA
9. Raj Deo Tewari, Fahmi Abdalla, Hisham Galal Lutfi, Yu Keqiang, Ali Faroug, Hisham Bakri, Li Guocheng. 2011. "Successful cyclic steam stimulation pilot in heavy oilfield of Sudan". *SPE Enhanced Oil Recovery Conference (19-21 July, Kuala Lumpur, Malaysia)*. Conference paper SPE-144638-MS. 10 pp. DOI: 10.2118/144638-MS
10. Trigos E. M., Lozano M. E., Jimenez A. M. 2018. "Cyclic steam stimulation enhanced with nitrogen". *SPE Improved Oil Recovery Conference (14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA)*. Conference paper SPE-190173-MS. 11 pp. DOI: 10.2118/190173-MS
11. Wilson A. 2018. "Cyclic steam stimulation results in high water retention for Kuwaiti heavy-oil field". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 70, no. 3, pp. 80-81. DOI: 10.2118/0318-0080-JPT
12. Xiaodong Han, Yigang Liu, Hao Liu, Qiuxia Wang, Jian Zou, Hua Zhang, Hongyu Wang, Xuanren Wu. 2018. "Case study: realization and evaluation of cyclic steam stimulation pilot for Offshore Oilfield, China". *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (26-28 March, Muscat, Oman)*. Conference paper SPE-190452-MS. 11 pp. DOI: 10.2118/190452-MS
13. Yanyong Wang, Liang Zhang, Shaoran Ren. 2019. "Coke deposition during air injection assisted cyclic steam stimulation process: mechanism study and field impact analysis". *SPE Western Regional Meeting (23-26 April, San Jose, California, USA)*. Conference paper SPE-195360-MS. 14 pp. DOI: 10.2118/195360-MS