

Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт

А.П. Шевелёв¹,
К.М. Фёдоров²,
А.Я. Гильманов¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный
центр» ²Тюменский гос. университет

Адрес для связи: alexandershevelev@mail.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы,
пароциклическое воздействие, теплофизика, математическое
моделирование, дебит, оптимизация параметров разработки,
увеличение нефтеотдачи

Задача моделирования процессов, происходящих в пласте при пароциклической обработке призабойных зон скважин, является актуальной, поскольку технология требует предварительного прогноза технологических показателей с целью максимизации накопленной добычи. В работе рассмотрена оптимизация технологических параметров пароциклического воздействия на основе интегральной модели с учетом гравитационной сегрегации. Интегральная модель пароциклического воздействия усовершенствована за счет учета вертикальных конвективных течений. Интегральная модель основана на следующих допущениях. На первой стадии во время закачки пара прогретая область имеет форму раскрывающегося конуса, вершина которого находится на забое скважины. Положение границы теплового фронта определяется условиями баланса тепла. Затем, когда координата фронта нагрева у кровли становится равной половине толщины пласта, движение теплового фронта начинается вблизи подошвы пласта. Прогретая область на этом этапе имеет форму усеченного конуса. Поворот системы координат и приведение уравнения теплопроводности к одномерному виду позволяет использовать интегральные уравнения теплового баланса. Условие равенства мощности суммарных тепловых потерь и скорости нагнетания теплоносителя позволяет определить максимальный радиус прогретой зоны и время закачки теплоносителя. Оптимальное время паротепловой пропитки определяется условием полной конденсации пара и втягиванием нефти в прогретую зону. На этапе добычи нефти стадия движения фронта в виде усеченного конуса следует перед стадией уменьшения угла раствора конуса с вершиной на забое скважины. Добыча нефти в рамках предлагаемой модели определяется из интегрирования закона Дарси. Разработанная модель была применена для расчета добычи нефти при применении метода на месторождении Шо-Вел-Там (США). Расчетное значение времени цикла закачки пара составило 31 дней, в то время как реальное – 27 дней. Расчет показал, что конденсация пара происходит за 2 дня, на промысле период

Optimization of cyclic steam stimulation of oil reservoir

A. P. Shevelev¹,
K. M. Fedorov²,
A. Y. Gilmanov¹

¹ LLC Tyumen Oil Research Center

²University of Tyumen

E-mail: alexandershevelev@mail.ru

Keywords: cyclic steam stimulation, thermophysics,
mathematical modelling, production rate, hard-to-recover
oil, optimization of development parameters, enhanced oil
recovery

The problem of modeling the processes occurring in the reservoir during cyclic steam stimulation is relevant, since a preliminary calculation of technological parameters is necessary in order to maximize the oil recovery. The aim of the work is to optimize the technological parameters of cyclic steam stimulation on the basis of an integral model taking into account the gravitational segregation. The integral model of the cyclic steam stimulation is improved by taking into account vertical convective flows. There is a linear boundary between "cold" and heated oil. During the beginning of steam injection, the heated area has the shape of an opening cone, the top of which is located at the bottom hole. Then, when the coordinate of the heating front becomes equal to half of the reservoir power, the movement of the heating front begins near the bottom of the reservoir, the movement near the top of the reservoir continues. The heated area has the shape of a truncated cone. The rotation of the coordinate system and transformation of the heat equation to a one-dimensional form allows the use of integral equations of material balance. The equality of the power of the total heat loss and the rate of steam injection allows to determine the maximum radius of the heated zone and the time of steam injection. Logarithmic decrement of the radius of the condensing steam zone allows to determine the time of steam condensation. The oil flow rate in the framework of the proposed model is determined from the integration of Darcy's law. The calculated value of the steam injection cycle time for the Sho-Vel-Tam field is 31 days, the real value is 27 days. The calculated value of the steam condensation time is 2 days, the field value is 8 days. The total time between production cycles is 33 days according to the simulation data, and 35 days according to the field data. Thus, an accuracy of 10% is achieved, and the model is verified. The additional accumulated production depends on the duration of the production stage in each cycle. The procedure for finding the extremum allows to find the optimal cycle duration in order to maximize production.

паротепловой пропитки составлял 8 дней. Суммарное время между циклами добычи составило по данным моделирования 33 дня, по промысловым данным – 35 дней. Таким образом, достигнутая точность 10% показывает, что верификация модели удовлетворительная. Дополнительная накопленная добыча зависит от длительности стадии добычи в каждом цикле. Процедура нахождения экстремума позволяет найти оптимальную длительность цикла с целью максимизации добычи. В итоге, предложенная модель позволяет оптимизировать времена закачки пара, паротепловой пропитки и добычи нефти для реальных месторождений, где возможно применение пароциклического воздействия. Оптимизационные расчеты показали, что небольшие изменения времен этапов процесса позволили бы добыть около 10% дополнительной нефти за период воздействия. Разработанная интегральная модель может быть использована для прогноза разработки месторождений на ранних этапах.

As a result, the proposed model makes it possible to optimize the times of steam injection and steam impregnation at real field.

Доклад публикуется в авторской редакции

Введение

В настоящее время существует необходимость повышения коэффициента извлечения высоковязкой нефти и разработки месторождений такой нефти. Так, в течение последних двух десятилетий крупные нефтяные компании в Канаде уделяют большое внимание разработке тяжелой нефти (Канада и Венесуэла располагают одними из крупнейших месторождений битума в мире). Основными причинами разработки могут быть высокая цена на нефть и усовершенствованные технологии добычи тяжелой нефти с высоким коэффициентом извлечения (до 60% начальных запасов нефти) [1].

Тяжелая нефть играет важную роль в мировых запасах нефти и газа, и для эксплуатации таких месторождений применяются как термические, так и нетепловые методы добычи. Разработка таких запасов традиционными методами (заброднение) часто неэффективна из-за высокой вязкости тяжелой нефти [2].

Свойства нефти, такие как вязкость и межфазное натяжение, возможно менять в широких пределах, используя один из трех основных методов повышения нефтеотдачи – термическое, химическое или газовое воздействия. Это позволяет увеличить скорость фильтрации нефти. Высоковязкая нефть становится подвижной в результате нагнетания пара в скважину, который нагревает её и снижает её вязкость.

Основной задачей процесса теплового воздействия является подведение максимальной тепловой энергии в пласт через скважину [3]. В ходе этого процесса преимущество заключается не только в снижении вязкости нефти, но и в устранении некоторых видов околоскважинных повреждений, таких как мелкие твердые частицы, асфальтовые отложения и парафиновые отложения. Многие другие факторы, такие как соотношение песка и сланца, толщина песка, пластовое давление, нефтенасыщенность, механизм добычи, индекс холодной продуктивности, глубина пласта [4].

Таким образом, тепловые методы воздействия, основанные на закачке пара, становятся наиболее эффективными процессами для добычи тяжелой нефти и битума из месторождения [5].

В маломощных пластах, когда возможно бурение только одной скважины, применяется пароциклическое воздействие. Пароциклическая обработка призабойных зон скважин является перспективным методом увеличения нефтеотдачи. При пароциклическом воздействии в скважину, являющуюся и нагнетательной, и добывающей, 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 эксплуатируют, пока нефть не остынет и дебит не упадет до нерентабельных значений, обычно на протяжении 2-3 месяцев [6].

Промысловый опыт на месторождениях тяжелой нефти в Кувейте [7] показал, что обводненность продукции при применении пароциклического воздействия невысока.

В статье [8] отмечают некоторые преимущества пароциклического воздействия в случае тяжелой нефти, такие как сравнительно быстрая добыча нефти, низкие начальные инвестиции, простое внедрение. Однако, когда процесс находится на поздней стадии, необходимо продумать альтернативные методы, чтобы увеличить добычу и улучшить паронефтяное отношение. В качестве

альтернативы для улучшения результатов пароциклического воздействия возможна закачка азота вместе с паром.

В статье [9] описывается риск, а также излагаются меры по его снижению, чтобы минимизировать влияние прорыва пара на производство и общую экономику проекта.

Для оценки дополнительно добытой нефти с помощью пароциклического воздействия могут быть использованы аналитические и численные методы моделирования.

Существующие модели пароциклического воздействия не позволяют предсказать ряд технологических параметров. Поэтому имеется ряд актуальных задач, среди которых: уточнение формы паровой области за счёт конвективно-гравитационных потоков теплоносителя; оптимизация технологических параметров пароциклического воздействия на примере реального промыслового объекта.

Итак, целью работы является оптимизация технологических параметров пароциклического воздействия на основе интегральной модели с учётом гравитационной сегрегации. Научная новизна работы заключается в том, что интегральная модель пароциклического воздействия усовершенствована за счёт учёта вертикальных конвективных течений.

Математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты

В работе [10] предлагается математическая модель пароциклического воздействия, 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 пароциклической обработки.

Пусть максимальный радиус прогрева имеет значение r_f , а мощность пласта h . Пласт имеет форму цилиндра с радиусом контура питания r_c . В декартовой системе координат такой, что 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. На первой стадии во время закачки пара прогретая область имеет форму раскрывающегося конуса, вершина которого находится на забое скважины (рис. 1). Положение границы теплового фронта определяется мощностью пласта и радиусом прогретой зоны (рис. 2). Затем, когда координата фронта прогрева становится равной половине мощности пласта, движение теплового фронта начинается вблизи подошвы пласта, движение вблизи кровли пласта продолжается (рис. 3). Прогретая область имеет форму усечённого конуса (рис. 4). Поворот системы координат и приведение уравнения теплопроводности к одномерному виду позволяет использовать интегральные уравнения материального баланса. На стадии добычи нефти указанные стадии повторяются в обратном порядке, а радиус фронта прогрева r^* изменяется от r_f до нуля. То есть r^* определяет границу, после которой идёт зона «холодной» нефти, а до этой границы находится зона прогретой нефти, имеющая большую подвижность и меньшую вязкость.

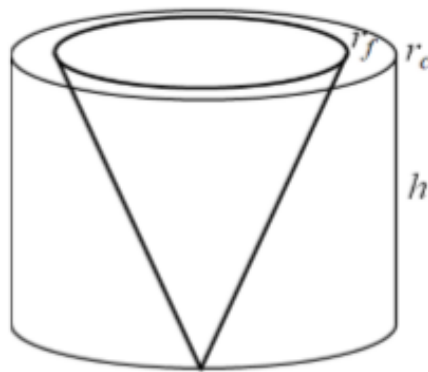


Рис. 1. Геометрия прогретой области на первой стадии

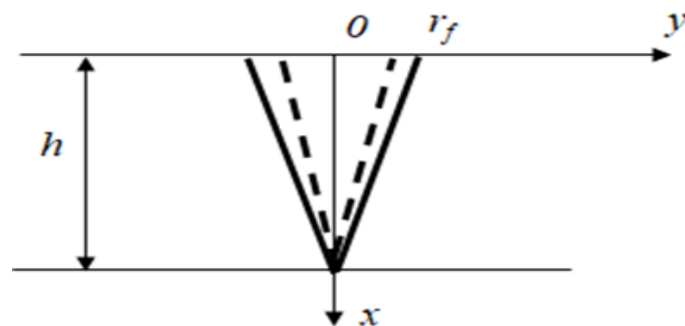


Рис. 2. Геометрия движения фронта прогрева в пласте на первой стадии

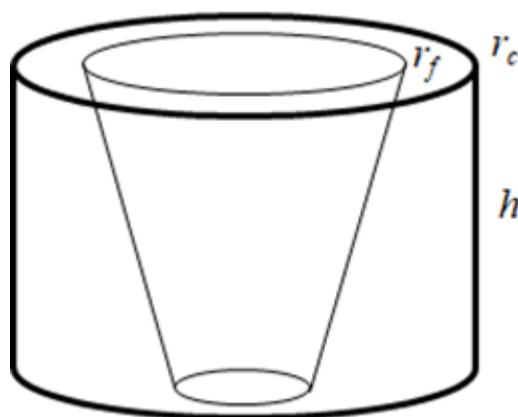


Рис. 3. Геометрия прогретой области на второй стадии

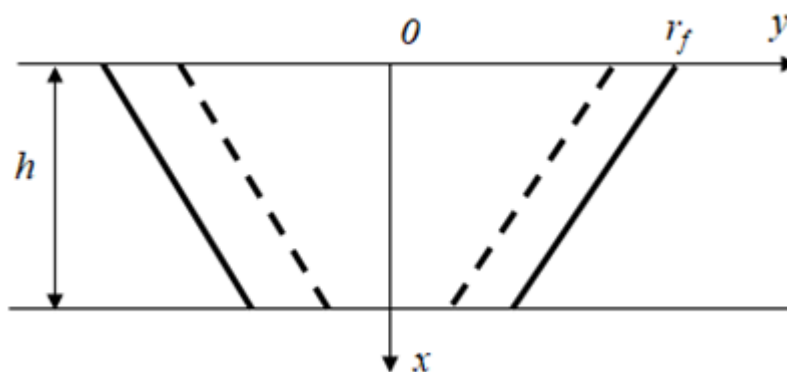


Рис. 4. Геометрия движения фронта прогрева в пласте на второй стадии

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 тепловые потери на первом этапе происходят через кровлю пласта (рис. 5), на втором этапе – ещё и через подошву пласта (рис. 6). Это в дальнейшем приводит к уменьшению значения вязкости нефти, а значит, в итоге, и к увеличению скорости фильтрации нефти при добыче.

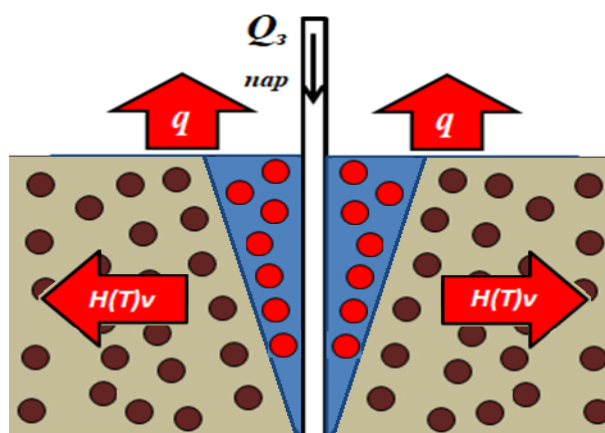


Рис. 5. Схематичное изображение физических процессов, происходящих при закачке пара
в пласт на первой стадии

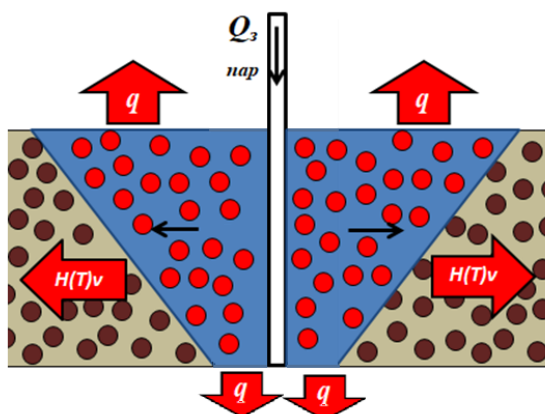


Рис. 6. Схематичное изображение физических процессов, происходящих при закачке пара в пласт на второй стадии

Удельные тепловые потери из пористой среды, насыщенной нефтью, в кровлю пласта, выражаемые через закон Ньютона-Рихмана. Мощность суммарных тепловых потерь из прогретой области, переходя от тепловых потоков к количеству теплоты, определяется следующим образом на первой стадии:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} \pi r \alpha (T(r) - T_0) dr \quad (1)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, T – температура прогретой области нефти, T_0 – температура в пласте при начальных условиях, t – время, r_w – радиус скважины, $T(r)$ – температура в точке r , то есть ее среднее значение по сечению пласта.

На второй стадии это выражение принимает вид

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

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 [11]. 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 [10].

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) выражается максимальный радиус фронта прогрева.

Объемная скорость движения фронта прогрева выражается через скорость температурного скачка $K_T = R_s/R_r$, где R_s – теплосодержание пара, R_r – теплосодержание породы:

$$D_f = \frac{\pi h \left((r_f - r_w)^2 + 0,5h(r_f - r_w) \right)}{t_1} = \frac{Q_3 K_T}{m} \quad (4)$$

где m – пористость.

Из этого выражения получим время для цикла закачки теплоносителя:

$$t_1 = \frac{\pi m h \left((r_f - r_w)^2 + 0,5 h (r_f - r_w) \right)}{Q K_T} \quad (5)$$

Из соотношения (4) 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_z на дебит нефти Q , так как рассматривается стадия добычи.

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. Это приводит к мгновенному втягиванию нефти из «холодного» пласта в прогретую область и ее прогреву.

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

$$\frac{dG}{dt} = -l \rho_s m C \pi h \left(2r_s + \frac{h}{2} \right) \frac{dr_s}{dt} \quad (6)$$

где r_s – радиус зоны парового плато, C – концентрация пара в теплоносителе.

Пусть в начальный момент времени радиус парового фронта нулевой. Тогда из интегрирования дифференциального уравнения, полученного из равенства выражений (1) и (6), характерное время процесса, которое оценивается как время, когда величина уменьшается в e раз:

$$t_2 = \frac{2l\rho_s m h C}{\alpha(T_s - T_0)} \quad (7)$$

При использовании данных для месторождения Шо-Вел-Там [12] ($Q_3=0,001288 \text{ м}^3/\text{с}$; плотность пара 100 кг/м^3 ; $c_s=4150 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$; $T_s=550 \text{ K}$; $T_0=300 \text{ K}$; $l=2,3 \text{ МДж/кг}$; $\alpha=50 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{K)}$; $r_w=0,1 \text{ м}$; $m=0,26$; $h=18 \text{ м}$; удельная теплоёмкость породы $400 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$; плотность породы 2500 кг/м^3 ; $C=0,8$) составляет 31 дней, реальное – 27 дней. Расчётное значение времени паротепловой конденсации 2 дня, промысловое значение – 8 дней. Суммарное время между циклами добычи составляет по данным моделирования 33 дня, по промысловым данным – 35 дней. Таким образом, достигнута точность 10%, модель верифицирована.

Оптимизация накопленной добычи нефти при пароциклической обработке

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:

$$v_o = \frac{Q}{\pi r \sqrt{r^2 + h^2}} = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (8)$$

где r – радиальная координата, k – абсолютная проницаемость пласта, p – давление, μ – вязкость нефти при начальных пластовых условиях, Q – дебит нефти.

Разделяя переменные в выражении (8) и интегрируя по радиальной координате от радиуса скважины r_w до радиуса контура питания r_c и по давлению от давления на забое скважины p_w до давления на контуре питания p_c , получим,

учитывая зональное изменение температуры и вязкости нефти, дебит нефти для уточнённой геометрии движения фронта прогрева:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_c - p_w)}{\mu \ln \left| \frac{h + r_c}{h - r_c} \cdot \frac{h - r_*}{h + r_*} \right| + \mu_T \ln \left| \frac{h + r_*}{h - r_*} \cdot \frac{h - r_w}{h + r_w} \right|} \quad (9)$$

где μ_T – вязкость прогретой нефти.

Итоговое выражение для дебита нефти (9) является трансцендентным так как координата r_* является нелинейной функцией дебита нефти и учитывает зависимость от времени. Аналогично получается значение для стадии с геометрией усечённого конуса. Дебит нефти рассчитывается с помощью итерационного метода Ньютона.

Дебит скважины, рассчитанный по формуле (9), может быть аппроксимирован экспоненциальным трендом. Тогда дополнительная накопленная добыча по сравнению с дебитом без воздействия с учётом числа циклов имеет вид:

$$Q_n = \frac{t_4}{t_1 + t_2 + t_3} \int_0^{t_3} A e^{Bt} dt = \frac{t_4}{t_1 + t_2 + t_3} \frac{A}{B} (e^{Bt_3} - 1) \quad (10)$$

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

Дополнительная накопленная добыча (10) зависит от длительности стадии добычи t_3 в каждом цикле. Процедура нахождения экстремума позволяет найти оптимальную длительность цикла с целью максимизации добычи (рис. 7).

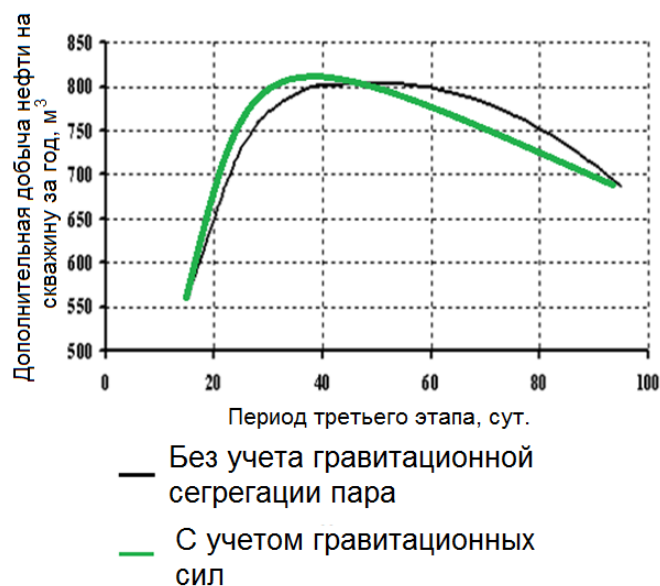


Рис. 7. Оптимизация накопленной добычи

Выводы

1. Время закачки пара определяется временем формирования стационарного теплового поля в призабойной зоне (3-4 недели).
2. Время паротепловой пропитки определяется периодом полной конденсации пара (2-6 суток) и незначительно по сравнению с циклом ПЦО.
3. Добыча нефти за цикл имеет немонотонный характер в зависимости от продолжительности третьего этапа (несколько месяцев). Максимум добычи соответствует оптимальному расчетному интервалу.
4. На примере месторождения Sho-Vel-Tum проведён расчёт времен закачки пара, паротепловой пропитки. Сопоставление результатов показало удовлетворительное совпадение.
5. Решена задача об оптимизации добычи на месторождении. Показано, что за счет оптимального режима дополнительная добыча увеличится на 10%.

Список литературы

1. Brooks R. T. Experiences in eliminating steam breakthrough & providing zonal isolation in SAGD wells / R. T. Brooks, H. Tavakol // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – Conference paper SPE 153903. – 9 p. <https://doi.org/10.2118/153903-MS>
2. Han X. Case study: realization and evaluation of cyclic steam stimulation pilot for Offshore Oilfield, China / X. Han, Y. Liu, H. Liu [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Conference paper SPE-190452-MS. – 11 p. <https://doi.org/10.2118/190452-MS>
3. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
4. Tewari R. D. Successful cyclic steam stimulation pilot in heavy oilfield of Sudan / R. D Tewari, F. Abdalla, H. G. Lutfi [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2011. – Conference paper SPE 144638. – 10 p. <https://doi.org/10.2118/144638-MS>
5. Wang Y. Coke deposition during air injection assisted cyclic steam stimulation process: mechanism study and field impact analysis / Y. Wang, L. Zhang, S. Ren // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – Conference paper SPE-195360-MS. – 14 p. <https://doi.org/10.2118/195360-MS>
6. 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

7. Wilson A. Cyclic steam stimulation results in high water retention for Kuwaiti heavy-oil field / A. Wilson // Journal of Petroleum Technology. – 2018. – V. 70. – № 3. – P. 80-81. <https://doi.org/10.2118/0318-0080-JPT>
8. Trigos E. M. Cyclic steam stimulation enhanced with nitrogen / E. M. Trigos, M. E. Lozano, A. M. Jimenez // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Conference paper SPE-190173-MS. – 11 p. <https://doi.org/10.2118/190173-MS>
9. Alwazeer A. Steam breakthrough mitigation in cyclic steam stimulation operations, a East Field, Sultanate of Oman / A. Alwazeer, A. Belghache, T. Aulaqi [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Conference paper SPE-190396-MS. – 10 p. <https://doi.org/10.2118/190396-MS>
10. Шевелёв А. П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: автореферат дис. ... кандидата физико-математических наук: 01.02.05 / Тюменский государственный университет. – Тюмень, 2005. – 23 с.
11. Митрушкин Д. А. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей / Д. А. Митрушкин, Л. К. Хабирова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – №1. – С. 52-59.
12. Chiou R. C. S. Cyclic steam pilot in gravity drainage reservoir / R. C. S. Chiou, T. S. Murer // Society of Petroleum Engineers. – 1989. – Conference paper SPE 19659. – 14 p. <https://doi.org/10.2118/SPE-19659-MS>