

Александр Янович ГИЛЬМАНОВ¹
Константин Михайлович ФЕДОРОВ²
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ³

УДК 532.546.2

АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ НА ПЕРВИЧНОЙ СТАДИИ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА*

- ¹ инженер 2-й категории,
кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.y.gilmanov@utmn.ru
- ² доктор физико-математических наук, профессор,
научный руководитель Физико-технического института,
Тюменский государственный университет
k.m.fedorov@utmn.ru
- ³ кандидат физико-математических наук, доцент, профессор
кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
alexandershevelev@mail.ru

Аннотация

Статья посвящена анализу распределения температуры в добывающей скважине на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа. В связи с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов необходимо применять тепловые методы увеличения нефтеотдачи, в том числе метод парогравитационного дренажа. Для успешного

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Тюменской области (грант № 20-45-720002)

Цитирование: Гильманов А. Я. Анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 2 (26). С. 27-42.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42

применения этого метода необходимо установить гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающей скважинами и прогреть межскважинную зону, для чего проводится циркуляция пара в обеих скважинах на первичной стадии процесса. Длительность этой стадии влияет на переход к добыче нефти и рентабельность процесса, поэтому анализ тепловых полей на этой стадии для оценки ее длительности является актуальной задачей. Существующие работы не позволяют провести оценку температуры в добывающей скважине с учетом корректной постановки задачи и рассмотрения теплового поля между нагнетательной и добывающей скважинами. В данной статье впервые получено распределение температуры в добывающей скважине для парогравитационного дренажа для классической и шахматной схем расположения скважин с помощью фундаментального решения уравнения теплопроводности. Цель работы — выбор системы разработки для минимальной длительности первичной стадии процесса парогравитационного дренажа с помощью анализа тепловых полей. Для этого для пары скважин используется фундаментальное решение нестационарного уравнения теплопроводности для непрерывного неподвижного точечного источника в неограниченной среде. Оценка температуры, при которой нефть становится подвижной, позволяет определить длительность первичной стадии процесса парогравитационного дренажа. Проводится сравнение классической и шахматной схем расположения скважин, определяется влияние соседних нагнетательных скважин на температуру в добывающей скважине с помощью фундаментального решения уравнения теплопроводности. Получено распределение температуры в добывающей скважине. Установлено, что классическая схема расположения скважин обеспечивает более быстрый прогрев межскважинной зоны. Определено, что наибольшее влияние на температуру в добывающей скважине оказывает ближайшая нагнетательная скважина.

Ключевые слова

Парогравитационный дренаж, теплофизика, термодинамика, механика многофазных систем, уравнение теплопроводности, фундаментальное решение, тепловое поле.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42

Введение

На сегодняшний момент около 80% запасов углеводородов составляет тяжелая нефть. Основное направление разработки таких месторождений — тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Для тяжелой нефти свойства флюида существенно зависят от температуры [6]. Наиболее эффективным тепловым методом является технология парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD) [12].

Технология парогравитационного дренажа подразумевает бурение пары горизонтальных скважин, одна из которых — добывающая, а другая служит для нагнетания пара. Для установления устойчивой гидродинамической связи между парами скважин на первом этапе необходимо осуществить кондуктивный прогрев пласта за счет циркуляции пара в обеих скважинах.

Система разработки при SAGD подразумевает бурение нескольких пар горизонтальных скважин, которые могут взаимодействовать между собой [14]. Тепловые поля от нагнетательных скважин отдельных пар могут интерферировать между собой в пределах одной добывающей скважины. При этом значение температуры в добывающей скважине служит критерием для перехода на следующую стадию процесса, поскольку означает достаточное снижение вязкости нефти в призабойной зоне. Поэтому анализ тепловых полей на стадии инициации процесса SAGD является актуальной задачей.

Для моделирования тепловых полей используются коммерческие симуляторы [10] и фундаментальные решения уравнения теплопроводности [2, 3, 7]. В коммерческих симуляторах некорректно учитывается форма паровой камеры, что не позволяет получать достаточно точный результат. Корректный учет формы паровой камеры влияет на дальнейшие расчеты продуктивных характеристик активной стадии процесса SAGD [8]. Ирани и Гханнади [7] используют решение уравнения теплопроводности для плоской пластины, нагреваемой по краям, что не соответствует реальным тепловым полям между нагнетательной и добывающей скважинами. Сун и его соавторы [11] оценивают влияние температуры закачиваемого пара на активную стадию процесса SAGD при наличии двух вертикальных нагнетательных скважин. Ван, Феррисе и Хуан [13] учитывают аспекты приостановки работы скважин и влияние этого процесса на распределение температуры в паровой камере.

Верифицировать предложенные подходы можно с использованием датчиков температуры, устанавливаемых в добывающей скважине [9]. Однако такие датчики позволяют регистрировать фактическое распределение температуры и не позволяют проводить прогнозные оценки.

Таким образом, задача о распределении температуры на первичной стадии процесса SAGD остается открытой.

Целью работы является анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа с учетом интерференции нагнетательных скважин.

Методы

Решение уравнения теплопроводности для области между нагнетательной и добывающей скважинами

Зависимость динамической вязкости нефти μ от температуры T определяется ее молекулярным весом. Для легкой нефти вязкость с увеличением температуры растет по линейному закону, для средневязкой нефти коэффициент динамической вязкости медленно убывает, а для тяжелой нефти вязкость стремительно уменьшается по экспоненциальному закону (рис. 1) [1]. Так, изменение температуры в пределах 1-2 °С приводит к уменьшению вязкости нефти в 10-100 раз. Эта особенность тяжелой нефти лежит в основе всех тепловых методов увеличения нефтеотдачи и служит критерием завершения первичной стадии процесса парогравитационного дренажа.

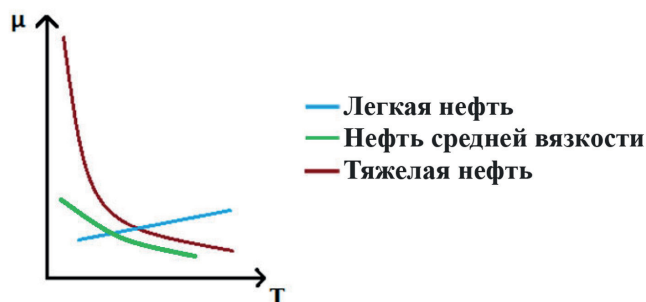


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефти от температуры [1]

Fig. 1. The dependence of the dynamic viscosity of oil on temperature [1]

Пусть рассматривается следующая задача: имеется песчанистый пласт, насыщенный тяжелой нефтью, в котором пробурено N пар горизонтальных скважин. В каждой паре верхняя скважина является нагнетательной, нижняя — добывающей. Пары скважин расположены параллельно друг другу в горизонтальной плоскости (рис. 2). Расстояние от добывающей скважины до ближайшей нагнетательной скважины равно r_1 , до каждой из двух соседних нагнетательных скважин, не составляющих пару с этой добывающей скважиной, равно r_2 , до i -й нагнетательной скважины равно r_i . За счет расхода закачиваемого пара формируется тепловое поле, механизм распространения тепла по пласту кондуктивный, коэффициент температуропроводности пласта a . Далее рассматривается сечение этого пласта, длина горизонтальных скважин перпендикулярна этому сечению. Поскольку радиус горизонтальной скважины мал по сравнению с размером пласта, ее можно рассматривать как точечный источник, а сам пласт — как неограниченную среду. Начальная температура пласта равна T_0 , температура закачиваемого пара равна T_s .

Классическая схема расположения скважин предполагает бурение двух горизонтальных скважин параллельно друг другу, расположенных по вертикали на расстоянии 5-10 м. Длина горизонтальных участков лежит в пределах от 100 до 1 000 м. Поскольку обычно скорость закачки пара достаточно велика, а внутри ствола скважины обычно расположены дополнительные нагреватели [4], температуру внутри горизонтального участка скважины можно принять постоянной. Тогда в каждом сечении, перпендикулярном стволу скважины, картина

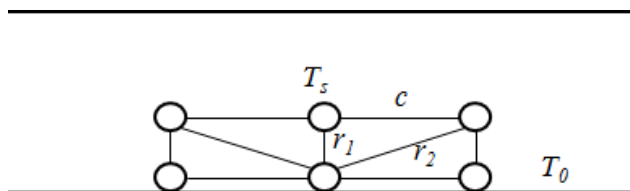


Рис. 2. Классическая схема расстановки скважин

Fig. 2. A classical well pattern scheme

тепловых полей будет одинаковой, изменения тепловых полей будут наблюдаться только в вертикальной плоскости.

Фундаментальное решение нестационарного уравнения теплопроводности для непрерывного неподвижного точечного источника в неограниченной среде известно [2] и записывается в виде:

$$T(r, t) = (T_s - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{r}{2\sqrt{at}} \right) + T_0, \quad (1)$$

где r — радиальная координата, t — время, $\operatorname{erfc}(x)$ — дополнительный интеграл вероятностей от величины x .

Ввиду того, что расстояние между горизонтальными участками скважин в классической схеме гораздо меньше расстояния между соседними элементами разработки (парами скважин), эта схема предполагает расположение горизонтальных участков на минимальном расстоянии одна над другой в вертикальной плоскости. За счет этого достигается минимальное время прогрева, однако это может приводить к недостаточному охвату пласта тепловым воздействием.

Для увеличения охвата пласта воздействием предлагается трансформировать классическую схему в шахматную (рис. 3). Шахматная схема предполагает смещение нагнетательных скважин относительно добывающих в горизонтальной плоскости таким образом, чтобы горизонтальное расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами было равно половине расстояния между элементами разработки.

Если для классической схемы рассматривать вклад ближайшей к добывающей скважине нагнетательной скважины, то распределение температуры примет вид:

$$T(t) = (T_s - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{r_1}{2\sqrt{at}} \right) + T_0. \quad (2)$$

В случае шахматного расположения скважин для элемента разработки распределение температуры (1) примет следующий вид:

$$T(t) = (T_s - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{r_c}{2\sqrt{at}} \right) + T_0, \quad (3)$$

где r_c — расстояние от добывающей скважины до ближайшей нагнетательной в шахматной схеме.

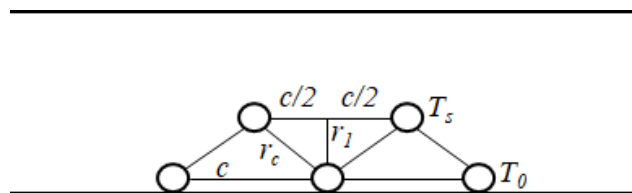


Рис. 3. Шахматная схема расстановки скважин

Fig. 3. A chess pattern well scheme

Из геометрических соображений расстояние от нагнетательной до добывающей скважины будет вычисляться по формуле:

$$r_c = \sqrt{r_1^2 + \frac{c^2}{4}}, \quad (4)$$

где c — горизонтальное расстояние между нагнетательными скважинами.

Анализ изменения температуры в добывающей скважине с течением времени

Для анализа изменения температуры в добывающей скважине с течением времени для перечисленных схем расположения скважин будет рассматриваться модельный пласт со следующими параметрами [5]: $T_s = 393$ К, $T_0 = 293$ К, $a = 5 \cdot 10^{-7}$ м²/с, $r_1 = 5$ м, $c = 30$ м. Для сравнения схем по эффективности теплового воздействия будет сравниваться влияние на температуру в добывающей скважине только ближайшей нагнетательной скважины, очевидно, что дальнейшие скважины будут вносить меньший вклад. Первичная стадия процесса парогравитационного дренажа будет заканчиваться в момент времени t_1 , когда вязкость нефти снизилась в достаточной степени, чтобы нефть была подвижной. Для модельного пласта это достигается при температуре прогрева $T_h = 320$ К [1]. Для построения теплового поля при классической схеме расстановки скважин используется фундаментальное решение уравнения теплопроводности в виде (2), для шахматной — решение в виде (3) с учетом соотношения (4). Рассчитанные зависимости температуры в добывающей скважине от времени для этих схем расстановки скважин показаны на рис. 4.

Анализ полученных зависимостей показывает, что с течением времени температура в добывающей скважине повышается и стремится к значению температуры закачиваемого пара, при этом рост температуры идет быстрее для классической схемы расстановки скважин, поскольку в ней расстояние от добывающей скважины до ближайшей нагнетательной скважины значительно меньше, чем для шахматной схемы. Температура $T_h = 320$ К, при которой нефть становится достаточно подвижной, достигается для классической схемы спустя примерно 230 сут., для шахматной — спустя примерно 2 430 сут.

При увеличении расстояния от добывающей скважины до ближайшей нагнетательной скважины $r_1 = 10$ м с неизменными остальными параметрами (рис. 5) время прогрева для классической схемы разработки увеличится почти до 1 000 сут., для шахматной — до 3 200 сут.

Таким образом, первичная стадия процесса парогравитационного дренажа значительно быстрее закончится для классической схемы расположения скважин, что, в свою очередь, позволит раньше начать добычу нефти и увеличить рентабельность процесса. Этот вывод справедлив для всех распространенных расстояний (5-10 м) между нагнетательной и добывающей скважинами в элементе разработки при классической схеме. Поэтому классическую схему расположения скважин для парогравитационного дренажа использовать предпочтительнее. В дальнейшем в статье будет рассматриваться именно эта схема.

Следует также отметить, что с увеличением расстояния от добывающей скважины до ближайшей нагнетательной в классической схеме расположения скважин время прогрева увеличивается в несколько раз, то есть термически выгоднее располагать скважины как можно ближе.

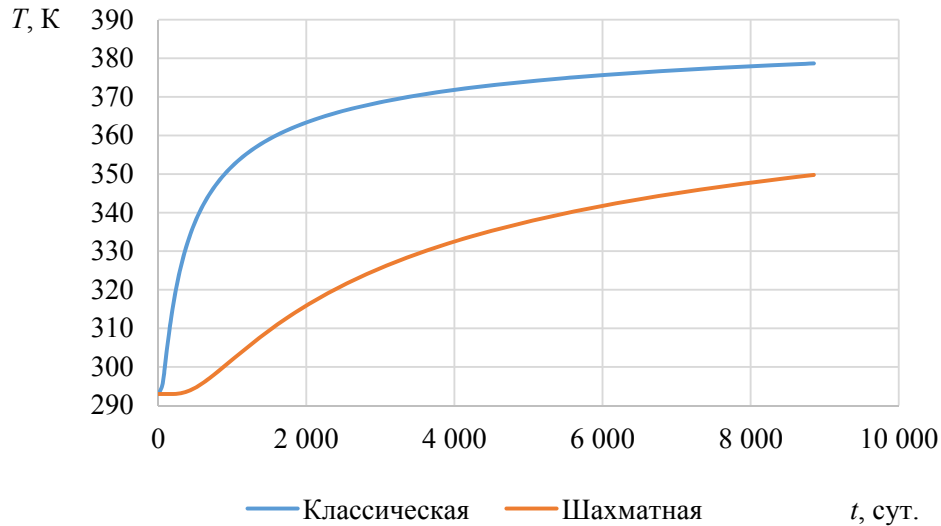


Рис. 4. Зависимость температуры в добывающей скважине от времени для классической и шахматной схем расположения скважин

Fig. 4. The dependence of the temperature in the producer on time for the classical and chess well pattern schemes

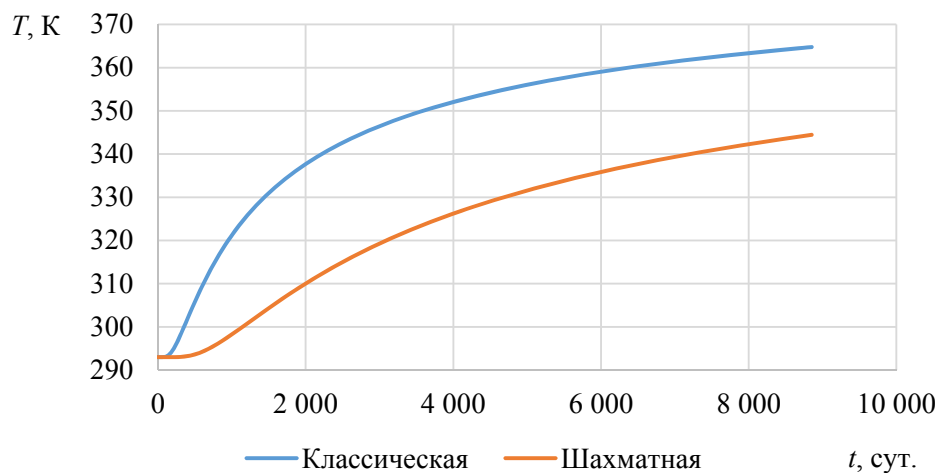


Рис. 5. Зависимость температуры в добывающей скважине от времени для классической и шахматной схем расположения скважин при $r_1 = 10$ м

Fig. 5. The dependence of the temperature in the producer on time for the classical and chess well pattern schemes with $r_1 = 10$ m

Существуют, однако, подходы, в которых распределение температуры между нагнетательной и добывающей скважинами считается с помощью решения для двумерной плоской пластины или с помощью интегрально-показательной функции [7]. Первый подход приводит к тому, что максимум температуры наблюдается посередине между нагнетательной и добывающей скважинами, это не соответствует физике процесса и промышленным наблюдениям [4]. Вторым подходом приводит к возможному неограниченному росту температуры в добывающей скважине. Между тем значение температуры в добывающей скважине, очевидно, не может превышать значение температуры в нагнетательной скважине, с течением времени температура в добывающей скважине должна стремиться к T_s , но достичь его сможет только спустя бесконечно длинный промежуток времени. Этому описанию, в отличие от существующих подходов, соответствует решение, приведенное в данной статье.

Необходимо отметить, что реальные пласты нередко отличаются неоднородными характеристиками. Температуропроводность меняется в достаточно широких пределах, что следует учесть при построении решения. Будет рассматриваться система из 3 пропластков, находящихся между нагнетательной и добывающей скважиной при их классическом расположении. Мощности пропластков 2 м, 2 м и 1 м, коэффициенты температуропроводности $5 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$, $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$, $1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ соответственно. Будет использоваться решение (2) для каждого из пропластков в отдельности. При сшивании решения из условия равенства температур на границе пропластков будет получаться следующее распределение температуры по радиальной координате для неоднородного пласта, приведенное на рис. 6 для момента времени 350 сут. Для сравнения представлено также исходное распределение температур для однородного пласта при $r_1 = 5 \text{ м}$, полученное ранее.

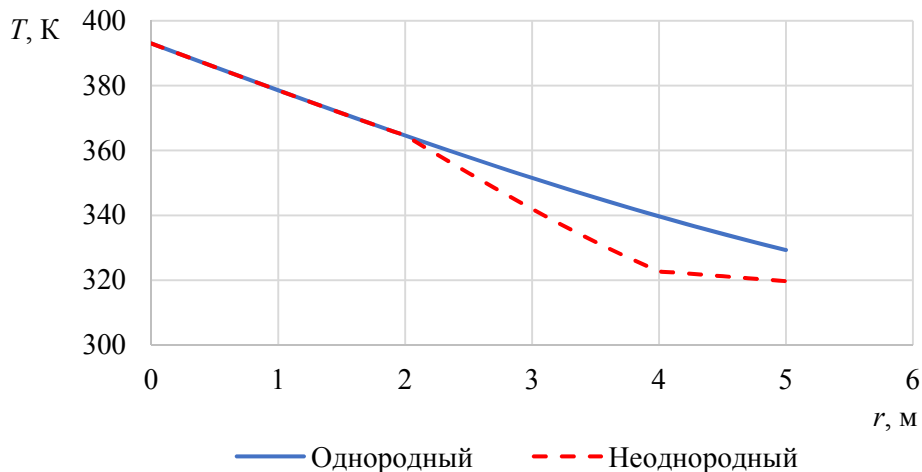


Рис. 6. Распределение температуры вдоль радиальной координаты

Fig. 6. Temperature distribution along the radial coordinate

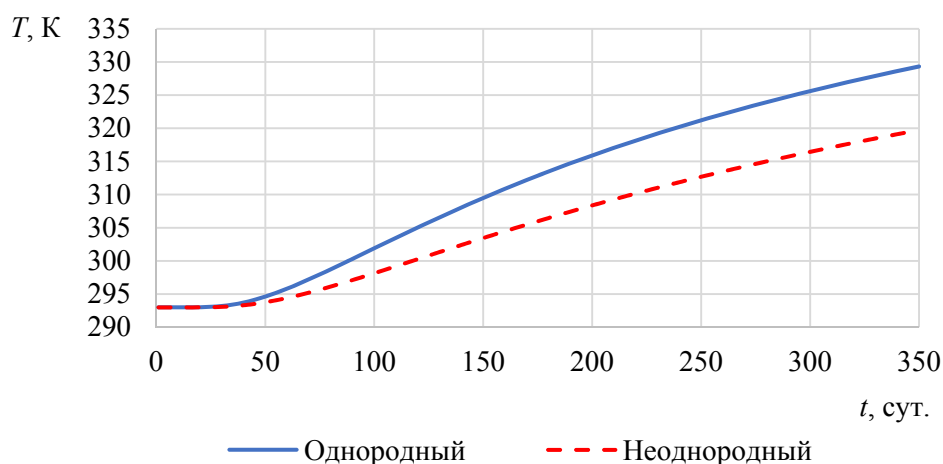


Рис. 7. Зависимость температуры в добывающей скважине от времени в однородном и неоднородном пластах

Fig. 7. The dependence of the temperature in the producer on time for homogeneous and heterogeneous reservoirs

Следует оценить влияние неоднородного пласта на время прогрева при классической схеме расположения скважин. Зависимость температуры в добывающей скважине от времени для неоднородного пласта в сравнении с аналогичной зависимостью для однородного пласта, полученной при $r_1 = 5$ м ранее, приведена на рис. 7. Анализ этих зависимостей показывает, что время прогрева для неоднородного пласта составляет около 350 сут., в то время как для однородного оно существенно меньше (230 сут.). Это связано с наличием в неоднородном пласте пропластка с небольшим значением коэффициента температуропроводности ($1 \cdot 10^{-7}$ м²/с).

Интерференция нагнетательных скважин

В случае применения парогравитационного дренажа на месторождениях тяжелой нефти особую важность имеет точный прогноз температуры в добывающей скважине на первичной стадии процесса. Даже небольшое изменение температуры в пределах 2-3 °С может привести к уменьшению или увеличению длительности стадии прогрева на несколько суток, что, в свою очередь, влияет на скорость перехода к активной стадии и начало добычи нефти. Следует отметить, что на значение температуры в добывающей скважине может оказывать влияние не только ближайшая нагнетательная скважина, влияние которой, очевидно, будет наибольшим, но и другие нагнетательные скважины, которые могут повысить температуру в добывающей скважине. Оценку этого влияния необходимо провести с помощью фундаментального решения уравнения теплопроводности.

Для ближайшей к добывающей скважине нагнетательной скважины решение уравнения теплопроводности имеет вид (2). Для следующей, более удаленной нагнетательной скважины (без учета ближайшей скважины) оно примет вид:

$$T(t) = (T_s - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{r_2}{2\sqrt{at}} \right) + T_0. \quad (5)$$

Из геометрических соображений расстояние от добывающей до этой нагнетательной скважины будет вычисляться по формуле

$$r_2 = \sqrt{r_1^2 + c^2}. \quad (6)$$

До следующей нагнетательной скважины, еще более удаленной, расстояние от добывающей будет равно

$$r_3 = \sqrt{r_1^2 + (2c)^2}. \quad (7)$$

Тогда для i -й нагнетательной скважины расстояние до добывающей будет вычисляться следующим образом:

$$r_i = \sqrt{r_1^2 + ((i-1)c)^2}. \quad (8)$$

При этом решение уравнения теплопроводности для оценки влияния отдельно i -й нагнетательной скважины на распределение температуры в добывающей скважине будет иметь вид

$$T(t) = (T_s - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{r_i}{2\sqrt{at}} \right) + T_0. \quad (9)$$

Отдельная оценка температуры в добывающей скважине при влиянии только конкретной i -й нагнетательной скважины позволит оценить вклад этой нагнетательной скважины в итоговое распределение температуры. Если изменение значения температуры в добывающей скважине за счет закачки пара через некоторую нагнетательную скважину на несколько порядков меньше, чем это изменение при рассмотрении ближайшей нагнетательной скважины, то эту более удаленную скважину можно не учитывать при построении картины теплового поля с приемлемой точностью.

Таким образом, необходимо оценивать разность текущей температуры T_i в добывающей скважине в некоторый момент времени и исходной температуры при учете влияния i -й нагнетательной скважины:

$$\Delta T_i = T_i - T_0, \quad (10)$$

где ΔT_i — вышеописанная разность температур при учете влияния i -й нагнетательной скважины.

Оценка вклада i -й скважины может быть проведена с помощью следующего критерия A_i :

$$A_i = \frac{\Delta T_i}{\Delta T_h}, \quad (11)$$

где ΔT_h — разность значения температуры окончания прогрева при учете влияния только ближайшей нагнетательной скважины и начальной пластовой температуры, равная

$$\Delta T_h = T_h - T_0. \quad (12)$$

Критерий A_i рассматривается в момент окончания прогрева при учете влияния только ближайшей нагнетательной скважины.

Результаты расчетов

Расчет вклада i -й нагнетательной скважины в распределение температуры в добывающей скважине проведен с помощью оценки критерия A_i , для этого использовались соотношения (10) и (12) и фундаментальные решения уравнения теплопроводности в виде (2), (5), (9) с учетом (6) и (8). Также проведен расчет расстояния от добывающей скважины до i -й нагнетательной скважины r_i с помощью уравнения (8). Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Обсуждение

Анализ результатов показывает, что наибольший вклад в повышение температуры в добывающей скважине вносит ближайшая нагнетательная скважина, расположенная на небольшом расстоянии 5 м. Две другие нагнетательные скважины, удаленные от добывающей скважины на 30,4 м каждая, вносят уже существенно меньший вклад, которым можно пренебречь. Следующие, еще более удаленные нагнетательные скважины, уже вообще не интерферируют с рассматриваемой добывающей скважиной в силу еще большего расстояния до них.

Действительно, даже при учете только ближайшей нагнетательной скважины в классической схеме разработки при использовании парогравитационного дренажа время прогрева в добывающей скважине составляет примерно 230 сут., что более полугода. Прогрев идет медленно, что связано с небольшими значениями коэффициента температуропроводности пласта, и тем более этот прогрев практически незаметен при существенном увеличении расстояния от добывающей скважины до рассматриваемой нагнетательной скважины. Между тем мощность пласта, как правило, существенно превосходит расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами для рассматриваемой пары скважин, поэтому расстояние от добывающей скважины до следующей нагнетательной существенно превосходит расстояние до ближайшей нагнетательной скважины. Небольшое расстояние между параллельными горизонтальными скважинами при использовании парогравитационного дренажа обусловлено не только сравнительно небольшим временем прогрева, но и тем, что пар на активной стадии процесса стремится вверх за счет меньшей плотности, и чем ближе к подошве пласта находится нагнетательная скважина, тем большее количество нефти может быть охвачено тепловым воздействием.

Расчеты, приведенные в таблице 1, показывают, что для оценки теплового поля в добывающей скважине можно с высокой точностью учитывать только ближайшую нагнетательную скважину.

Таблица 1

Результаты расчетов вклада i -й нагнетательной скважины в распределение температуры в добывающей скважине

Table 1

The results of calculating the contribution of the i^{th} injector to the temperature distribution in the producer

i	$r_i, \text{ м}$	$A_i, \%$
1	5	99,999
2	30,4	0,001
3	60,2	0

Выводы

1. С помощью фундаментального решения уравнения теплопроводности получена зависимость температуры в добывающей скважине от времени для классической и шахматной схем расстановки скважин. Классическая схема расположения скважин обеспечивает более быстрый прогрев межскважинной зоны, следовательно, для меньшей длительности первичной стадии процесса парогравитационного дренажа, при которой не происходит добычи нефти, предпочтительнее использовать именно классическую схему.
2. Установлено, что с увеличением расстояния между добывающей скважиной и ближайшей нагнетательной скважиной с 5 до 10 м длительность первичной стадии процесса увеличивается более чем в 4 раза. Для максимальной тепловой эффективности процесса параллельные горизонтальные скважины необходимо располагать как можно ближе.
3. Показано, что на распределение температуры в добывающей скважине оказывает наибольшее влияние ближайшая нагнетательная скважина, остальные, более удаленные нагнетательные скважины практически не интерферируют с рассматриваемой добывающей скважиной. Оценка теплового поля с приемлемой точностью может быть проведена при учете только ближайшей нагнетательной скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. Кислицын А. А. Основы теплофизики: лекции и семинары / А. А. Кислицын. Тюмень: Изд-во Тюменского гос. ун-та, 2002. 152 с.
3. Лыков А. В. Теплообмен / А. В. Лыков. М.: Энергия, 1978. 480 с.
4. Си Ч. Исследование трех моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию / Ч. Си, Ч. Ян, С. Ду, Ю. Чжоу, Л. Ши, Л. Сань, С. Ли, Д. Ма // Society of Petroleum Engineers. 2019. Статья с конференции № SPE-196762-RU. 14 с. DOI: 10.2118/196762-RU

5. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. М.: Недра, 1965. 239 с.
6. Heidari M. Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties — a semianalytical approach / M. Heidari, S. H. Hejazi, S. M. Farouq Ali // SPE Journal. 2017. Vol. 22. No. 3. Pp. 902-911. DOI: 10.2118/175036-PA
7. Irani M. On temperature-falloff interpretation in the circulation phase of the steam-assisted-gravity-drainage process / M. Irani, S. Ghannadi // SPE Journal. 2019. Vol. 24. No. 3. Pp. 1002-1015. DOI: 10.2118/189740-PA
8. Liu H. An investigation into temperature distribution and heat loss rate within the steam chamber in expanding-solvent SAGD process / H. Liu, L. Cheng, C. Li, H. Xiong, P. Xiao // Society of Petroleum Engineers. 2017. Conference paper No. SPE-184963-MS. 21 pp. DOI: 10.2118/184963-MS
9. MacPhail W. SAGD production observations using fiber optic distributed acoustic and temperature sensing: “SAGD DAS — Listening to wells to improve understanding of inflow” / W. MacPhail, J. Kirkpatrick, B. Banack, B. Rapati, A. A. Asfour // Society of Petroleum Engineers. 2016. Conference paper No. SPE-180726-MS. 20 pp. DOI: 10.2118/180726-MS
10. Nascimento C. Evaluating temperature rate near the wellbore considering slow warm-up case for a SAGD producer well with different completion configurations using dynamic flow simulations / C. Nascimento, B. Demirdal, J. Gauthier // Society of Petroleum Engineers. 2019. Conference paper No. SPE-198699-MS. 15 pp. DOI: 10.2118/198699-MS
11. Sun F. Effect of pressure and temperature of steam in parallel vertical injection wells on productivity of a horizontal well during the SAGD process: a numerical case study / F. Sun, Y. Yao, G. Li, S. Qu, S. Zhang, Y. Shi, Z. Xu, X. Li // Society of Petroleum Engineers. 2018. Conference paper No. SPE-193659-MS. 11 pp. DOI: 10.2118/193659-MS
12. Terentiyev A. A. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production / A. A. Terentiyev, P. V. Roschin, A. V. Nikitin, V. N. Kozhin, K. V. Pchela, I. V. Kireyev, S. V. Demin, A. T. Litvin, I. A. Struchkov // Society of Petroleum Engineers. 2020. Conference paper No. SPE-201819-MS. 14 pp. DOI: 10.2118/201819-MS
13. Wang Y. Study of temperature and pressure fall-off during shut-in and slow-down for SAGD wells with top water / Y. Wang, A. Ferrise, Y. Huang // Society of Petroleum Engineers. 2018. Conference paper No. SPE-189720-MS. 10 pp. DOI: 10.2118/189720-MS
14. Zargar Z. Effect of confinement and well interference on SAGD performance — an analytical assessment / Z. Zargar, S. M. Farouq Ali // Society of Petroleum Engineers. 2018. Conference paper No. SPE-189715-MS. 26 pp. DOI: 10.2118/189715-MS

Alexander Ya. GILMANOV¹
Konstantin M. FEDOROV²
Alexander P. SHEVELEV³

UDC 532.546.2

THE ANALYSIS OF THERMAL FIELDS AT THE PRIMARY STAGE OF THE STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE PROCESS*

¹ 2nd Category Engineer,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
a.y.gilmanov@utmn.ru

² Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Scientific Advisor of the Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
k.m.fedorov@utmn.ru

³ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
alexandershevelev@mail.ru

Abstract

This article analyzes the temperature distribution in a producer well at the primary stage of the steam-assisted gravity drainage process. The increase in share of hard-to-recover reserves requires using steam-assisted gravity drainage (SAGD). Its successful application, in turn, depends on warming up the inter-well zone, which demands steam circulation in both wells

* The research was supported by the Russian Foundation for Basic Research and the Government of Tyumen Region (grant No. 20-45-720002).

Citation: Gilmanov A. Ya., Fedorov K. M., Shevelev A. P. 2021. "The analysis of thermal fields at the primary stage of the steam-assisted gravity drainage process". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 2 (26), pp. 27-42. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42

at the primary stage of the process. The duration of this stage affects the transition to oil production and the profitability of the process, which emphasizes the importance of analyzing thermal fields at this stage to assess its duration. The existing research does not allow estimating the temperature in the producer, using the correct formulation of the problem. This paper presents the temperature distribution in a producer for SAGD for classical and chess well patterns for the first time. The aim of the work is to choose a development system for the minimum duration of primary stage of SAGD. For this purpose, the fundamental solution of the non-stationary heat equation for a continuous stationary point source in an unbounded medium is used. The estimation of temperature, at which oil becomes mobile, allows determining the primary stage duration. The authors compare the classical and chess well patterns. In addition, they have obtained the temperature distribution in producer. The results show that classical well pattern provides faster heating of inter-well zone. It is determined that the closest injection well has the greatest influence on the temperature in the producing well.

Keywords

Steam-assisted gravity drainage, SAGD, thermal physics, thermodynamics, mechanics of multiphase systems, heat equation, fundamental solution, thermal field.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42

REFERENCES

1. Gimatudinov Sh. K. 1971. *Physics of Oil and Gas Reservoir*. 2nd edition, revised. Moscow: Nedra. 312 pp. [In Russian]
2. Kislitsyn A. A. 2002. *The Foundations of Thermal Physics: Lectures and Seminars*. Tyumen: UTMN Publishing House. 152 pp. [In Russian]
3. Lykov A. V. 1978. *Heat and Mass Transfer*. 2nd edition, revised. Moscow: Energiya. 480 pp. [In Russian]
4. Xi C., Yang Z., Du X., Zhou Y., Shi L., Sang L., Li X., Ma D. 2019. "Three typical SAGD horizontal producer temperature modes and enhanced measures in heterogeneous super heavy oil reservoir — a case study in FC project of Xinjiang oilfield". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-196762-RU. 14 pp. DOI: 10.2118/196762-RU [In Russian]
5. Chekalyuk E. B. 1965. *Thermodynamics of Oil Reservoir*. Moscow: Nedra. 239 pp. [In Russian]
6. Heidari M., Hejazi S. H., Farouq Ali S. M. 2017. "Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties — a semianalytical approach". *SPE Journal*, vol. 22, no 3, pp. 902-911. DOI: 10.2118/175036-PA
7. Irani M., Ghannadi S. 2019. "On temperature-falloff interpretation in the circulation phase of the steam-assisted-gravity-drainage process". *SPE Journal*, vol. 24, no 3, pp. 1002-1015. DOI: 10.2118/189740-PA
8. Liu H., Cheng L., Li C., Xiong H., Xiao P. 2017. "An investigation into temperature distribution and heat loss rate within the steam chamber in expanding-solvent SAGD process". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-184963-MS. DOI: 10.2118/184963-MS

9. MacPhail W., Kirkpatrick J., Banack B., Rapati B., Asfour A. A. 2016. "SAGD production observations using fiber optic distributed acoustic and temperature sensing: "SAGD DAS — Listening to wells to improve understanding of inflow"". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-180726-MS. DOI: 10.2118/180726-MS
10. Nascimento C., Demirdal B., Gauthier J. 2019. "Evaluating temperature rate near the wellbore considering slow warm-up case for a SAGD producer well with different completion configurations using dynamic flow simulations". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-198699-MS. DOI: 10.2118/198699-MS
11. Sun F., Yao Y., Li G., Qu S., Zhang S., Shi Y., Xu Z., Li X. 2018. "Effect of pressure and temperature of steam in parallel vertical injection wells on productivity of a horizontal well during the SAGD process: a numerical case study". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-193659-MS. DOI: 10.2118/193659-MS
12. Terentiyev A. A., Roschin P. V., Nikitin A. V., Kozhin V. N., Pchela K. V., Kireyev I. V., Demin S. V., Litvin A. T., Struchkov I. A. 2020. "Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-201819-MS. DOI: 10.2118/201819-MS
13. Wang Y., Ferrise A., Huang Y. 2018. "Study of temperature and pressure fall-off during shut-in and slow-down for SAGD wells with top water". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-189720-MS. DOI: 10.2118/189720-MS
14. Zargar Z., Farouq Ali S. M. 2018. "Effect of confinement and well interference on SAGD performance — an analytical assessment". Society of Petroleum Engineers, conference paper SPE-189715-MS. DOI: 10.2118/189715-MS