

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ И ПРИКЛАДНАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА



УДК 622.276.6

DOI:10.30724/1998-9903-2025-27-2-187-196

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ВНУТРИСКВАЖИННОГО РЕАКТОРА ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Дмитриев А.В.¹, Шагеев А.Ф.², Гильмутдинова Р.И.¹

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

ieremiada@gmail.com, shageevalbert@rambler.ru, gilmutdinovarezeda@mail.ru

Резюме: Проблема добычи высоковязкой нефти становится все более актуальной из-за истощения традиционных запасов углеводородов. В этой работе оценивается влияние различных параметров внутрискважинного реактора, который играет важную роль в технологии добычи высоковязкой нефти. Особое внимание уделяется длине цилиндрического нагревателя, плотности теплового потока, скорости фильтрации и радиусу нагревателя. В результате получена формула для расчета оптимальной длины нагревателя, зависящая от определенных параметров реактора. **ЦЕЛЬ.** Исследовать и определить ключевые параметры, такие как длина цилиндрического нагревателя, скорость фильтрации, радиус цилиндрического нагревателя. Получить формулу, которая позволит точно рассчитать оптимальную длину цилиндрического нагревателя. **МЕТОДЫ.** Исследование теоретических аспектов, основанное на физических законах, которые описывают процессы теплообмена, а также на теплофизических свойствах высоковязкой нефти. Сравнение различных параметров цилиндрического нагревателя для определения оптимальной длины. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** В процессе исследований были установлены соотношения между величиной x , м, для возможности создания реактора с наилучшими характеристиками при различных значениях плотности теплового потока, скорости фильтрации, радиуса цилиндрического нагревателя. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Исследования показали, что длина цилиндрического нагревателя в реакторе зависит от радиуса нагревателя, линейной плотности теплового потока и скорости фильтрации. При значениях плотности теплового потока 1000 Дж/(м²·с), 1250 Дж/(м²·с), 1500 Дж/(м²·с) длина цилиндрического нагревателя при различных значениях потери плотности теплового потока принимает значения в диапазоне от 0,94 м до 2 м; при постоянных потерях плотности теплового потока – от 0,66 м до 3,3 м; Обнаружено, что при увеличении теплового потока длина цилиндрического нагревателя уменьшается в 2 раза, а при увеличении скорости фильтрации – увеличивается в 1,2 раза. При разных значениях радиуса цилиндрического нагревателя его длина остаётся неизменной, так как разница в длине незначительна.

Ключевые слова: плотность теплового потока; скорость фильтрации; длина цилиндрического нагревателя; высоковязкая нефть; внутрискважинный реактор.

Для цитирования: Дмитриев А.В., Шагеев А.Ф., Гильмутдинова Р.И. Оценка параметров внутрискважинного реактора для добычи высоковязкой нефти // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 2. С. 187-196. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-2-187-196.

EVALUATION OF DOWNHOLE REACTOR PARAMETERS FOR HIGH VISCOSITY OIL PRODUCTION

Dmitriev A.V.¹, Shageev A.F.², Gilmutdinova R.I.¹

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

ieremiada@gmail.com, shageevalbert@rambler.ru, gilmutdinovarezeda@mail.ru

Abstract: The problem of high-viscosity oil production is becoming more urgent due to the depletion of traditional hydrocarbon reserves. This work evaluates the influence of various parameters of the downhole reactor, which plays an important role in the technology of extraction of high-viscosity oil. Special attention is paid to the length of the cylindrical heater, the heat flux density, the filtration rate and the radius of the heater. As a result, a formula was obtained for calculating the optimal length of the heater, depending on certain reactor parameters. **PURPOSE.** To investigate and determine key parameters such as the length of the cylindrical heater, the filtration rate, and the radius of the cylindrical heater. To obtain a formula that will accurately calculate the optimal length of a cylindrical heater. **METHODS.** The study of theoretical aspects based on the physical laws that describe the processes of heat transfer, as well as on the thermophysical properties of high-viscosity oil. Comparison of various parameters of a cylindrical heater to determine the optimal length. **results.** In the course of the research, the relationships between the value x , m were established for the possibility of creating a reactor with the best characteristics at different values of heat flux density, filtration rate, radius of the cylindrical heater **CONCLUSION.** Studies have shown that the length of a cylindrical heater in a reactor depends on the radius of the heater, the linear density of the heat flow and the filtration rate. At heat flux densities of $1000 \text{ J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$, $1250 \text{ J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$, $1500 \text{ J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$, the length of the cylindrical heater at various values of heat flux density loss takes values in the range from 0.94 m to 2 m; at constant heat flux density losses – from 0.66 m to 3.3 m; It was found that as the heat flow increases, the length of the cylindrical heater decreases by 2 times, and as the filtration rate increases, it increases by 1.2 times. At different values of the radius of the cylindrical heater, its length remains unchanged, since the difference in length is insignificant.

Keywords: heat flow density; filtration rate; length of cylindrical heater; highly viscous oil; downhole reactor.

For citation: Dmitriev A.V., Shageev A.F., Gilmutdinova R.I. Evaluation of downhole reactor parameters for high viscosity oil production. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2025; 27 (2): 187-196. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-2-187-196.

Введение (Introduction)

Добыча нефтяных ископаемых является актуальной задачей на сегодняшний день. Многие месторождения нефти исследованы, а для добычи высоковязкой нефти требуются большие затраты, как финансовые, так и эксплуатационные.

В связи со сложностью добычи нефти нефтедобывающим компаниям приходится искать разные пути для решения данной проблемы. Во многих научных работах рассмотрены разные методы увеличения эффективности добычи нефти. Для повышения эффективности добычи нефти авторами в статье [1] представлен метод, применимый в горизонтальных или наклонно-направленных скважинах, которые выполняют сразу несколько функций: добычу и закачку. Суть метода заключается в использовании бинарного раствора, который создаётся в результате экзотермической реакции между широкой фракцией лёгких углеводородов, для прогрева пласта. В результате применения специальных тепловых методов активации, появляется возможность контролировать время начала реакции после начала закачки бинарного раствора. Благодаря использованию теплового способа разогрева при снижении дебита и повторной закачке бинарного раствора, повышается нефтеотдача. Также, за счёт отсутствия в составе бинарного раствора активатора, можно отложить начало химического воздействия на призабойную зону на нужный срок, не опасаясь преждевременной активации химической реакции. Кроме того, применение теплового способа разогрева позволяет запустить цепную реакцию теплопередачи для последовательного прогрева всего пласта.

Рассмотрены также механизированные способы, направленные на снижение экономических затрат при добыче нефти. Эти способы включают в себя оптимизацию оборудования и поиск альтернативных решений. Одним из предлагаемых способов решения является процесс увеличения глубины существующих скважин для достижения более продуктивных слоев и внедрение установки бесштангового плунжерного насоса, как энергоэффективного метода добычи нефти механизированным способом [2]. Также в статье упоминается, что для повышения эффективности использования электроэнергии при добыче нефти можно применять внутрискважинные компенсаторы реактивной мощности.

Один из методов добычи нефти предполагает использование системы вертикальных и горизонтальных скважин, через которые под давлением закачивается специальный раствор. Этот раствор содержит компоненты, которые способствуют гидроразрыву пласта и помогают вытеснить нефть. Для повышения эффективности процесса добычи на первом подготовительном этапе в качестве агента в продуктивный пласт под повышенным давлением подают трёхфазную смесь, состоящую из водогазовой эмульсии, повышающий коэффициент нефтеотдачи [3]. Также как метод интенсификации извлечения нефти применяют волновые методы [4], которые оказывают воздействие на продуктивные пласты и при комплексном взаимодействии достигается уменьшение вязкости пластовых жидкостей путём закачки пара и увеличение проницаемости пористого материала.

В статье [5] исследуется ультразвуковая установка для повышения нефтеотдачи пластов. Суть установки заключается в использовании ультразвуковых волн для обработки пластов в водонагнетательных и нефтяных скважинах с целью улучшения условий циркуляции и проницаемости, а также увеличения добычи нефти, скорости закачки воды и нефтеотдачи пластов. Преимущества ультразвуковой добычи нефти включают отсутствие загрязнения и повреждения пласта.

Среди различных методов термического извлечения преобладающей технологией является инъекция пара, которая включает паровую стимуляцию, паровое затопление и гибридную технологию затопления или дренажа [6]. В этом способе тепло передаётся от пара к вязкой нефти, которая находится в пластах. Передача тепла происходит за счёт теплопроводности и конвекции. Это позволяет снизить вязкость нефти, сделать её более подвижной и, как следствие, повысить коэффициент извлечения нефти.

В исследовании [7], проведённом авторами, был рассмотрен метод повышения производительности скважин, эксплуатирующих высоковязкую нефть, основанный на применении термогазохимического воздействия на пласт в системе, состоящей из двух скважин: одна – для нагрева пласта, и вторая – для добычи нефти. В процессе термохимической реакции, происходящей при нагреве пласта, образуются газы, которые способствуют снижению вязкости пластовой жидкости. По завершении термообработки нагрев пласта прекращается, и начинается процесс добычи нефти с использованием насосного оборудования.

В процессе добычи нефти используются различные технологии, включая применение катализаторов и наноматериалов. Так в статье [8] разработана инновационная наножидкость, которая помогает эффективно извлекать тяжёлую нефть непосредственно на месте добычи, повышая её качество для последующей переработки и производства топлива. Это позволяет увеличить нефтеотдачу пластов и показатели качества топлива. Лабораторные испытания показали, что наножидкость способна снижать вязкость нефти, улучшать подвижность нефти и избирательно взаимодействовать с тяжёлыми нефтяными фракциями, такими как смолы и асфальтены.

В статье [9] рассматривается применение газового метода повышения нефтеотдачи пластов. Суть метода заключалась в закачке соляной кислоты в скважины. В ходе этого процесса происходит выделение углекислого газа. Образовавшийся объём диоксида углерода способствует расширению зоны охвата пласта и выступает в качестве эффективного вытесняющего агента. Исследования показали, что закачка соляной кислоты способствовала очистке призабойной зоны в рассматриваемых скважинах. В результате увеличилась способность пластовой зоны поглощать жидкость и увеличился объём закачиваемой воды в нагнетательные скважины.

В работе [10] авторы предложили экспериментальную систему визуализации, которая позволила исследовать процессы, происходящие при комбинированном термическом заводнении и способствующие улучшению текучести тяжёлой нефти. В процессе применялись разнообразные способы нагнетания: закачка пара, термохимическая закачка, термогазовая закачка, парогазовая закачка и комбинированная закачка с использованием горячего реагента и газа. Измерив вязкость нефти при различных температурных режимах, было выявлено, что при повышении температуры вязкость нефти снижается, что делает нефть более текучей. Заводнение с использованием горячего CO_2 менее эффективно, чем заводнение паром. Это связано с тем, что давление в пласте не позволяет CO_2 эффективно снижать вязкость нефти.

Тем не менее, неконтролируемая закачка воды со временем приводит к быстрому росту доли воды в добываемой нефти. Это одна из причин, по которой на многих нефтяных месторождениях доля воды в добыче превышает 90%. Помимо этого, закачка воды может вызвать засорение нагнетательной скважины. Это происходит из-за того, что

на дне скважины накапливаются песок и другие мелкие частицы, которые забивают поры. В связи с этим, в работе [11] предложено альтернативное решение данной проблемы, которая предполагает повышение нефтеотдачи путем закачки воды с низкой солёностью. Суть метода заключается в введении воды, солёность которой ниже, чем у пластовой, так как солёность оказывает значительное влияние на закачку нефти. Также применение в этой области нашли поверхностно-активные вещества, которые служат для удаления остатков нефти в пласте. При использовании закачки воды с низкой солёностью в сочетании с добавлением поверхностно-активных веществ процесс извлечения оставшейся нефти, которая прилипла к порам породы, может стать более эффективным. Результаты этого исследования показали, что чем меньше скорость закачки поверхностно-активного вещества, тем выше нефтеотдача.

В связи с тем, что температура нефти снижается из-за теплообмена с окружающей средой и увеличивается ее вязкость, возникает необходимость затрачивать большое количество энергии на работу насосов. Важно точно рассчитать температуру охлаждения нефти для определения безопасной продолжительности остановки и критического температурного порога. В статье [12] авторами определена методология расчета безопасного времени остановки трубопровода для высоковязкой нефти. В ходе исследования были проведены вычисления охлаждения нефти в трубопроводе в двух условиях: при непрерывной транспортировке и при остановке. В первом случае наблюдалась динамика снижения температуры, во втором – анализировалась передача тепла при нормальной работе и при временных остановках. Эти вычисления предоставили ценную информацию о передаче тепла в трубопроводе, помогли оптимизировать его работу и определить безопасное время остановок для предотвращения повышения вязкости нефти и проблем с потоком.

В исследовании [13] были найдены численные и аналитические решения задачи по извлечению высоковязкой нефти из скважины с применением термического воздействия. Авторы предложили расчётную схему разработки нефтяного пласта, которая позволила повысить эффективность добычи высоковязкой нефти за счёт равномерного прогрева зоны месторождения. Предложена модель добычи нефти с использованием одной скважины вместо двух.

В работе [14] исследуется метод переработки залежей сланцевой нефти, который включает три способа преобразования: электрический нагрев ствола скважины, низкочастотный электрический нагрев и нагрев нагнетанием пара, с использованием численного моделирования для оценки эффективности нагрева, крекинга и добычи жидкости. Электрическая закачка обеспечивает лучшую скорость и объём нагрева, а закачка пара защищает скважину от пиковых температур. Нагрев ствола скважины и низкочастотный электрический нагрев повышают среднюю температуру пласта, усиливая превращение керогена в тяжелую нефть, но могут привести к крекингу. Паровой нагрев снижает скорость крекинга, способствуя добыче более тяжелой нефти. Скважинный и низкочастотный электрический нагревы выделяют меньше воды, в отличие от парового, который вводит значительное количество воды, снижая работоспособность резервуара и усложняя производство воды, что препятствует преобразованию и извлечению углеводородов. Скважинный и низкочастотный электрический нагревы схожи по возможностям нагрева пласта и добычи жидкости, но низкочастотный нагрев обеспечивает более равномерное распределение тепла и снижает максимальные температуры в стволе скважины, улучшая трещинообразование и увеличивая добычу жидкости, особенно в части световой отдачи нефти.

В данной работе основное внимание уделяется исследованию оптимальной длины цилиндрического нагревателя, который используется в внутрискважинном реакторе (рис. 1). Этот аспект является ключевым для разработки технологии, способной эффективно разжигать высоковязкую нефть, что в свою очередь значительно повышает эффективность добычи.

Материалы и методы (Materials and methods)

В исследовании рассматривается цилиндрический нагреватель (трубчатый электронагреватель), который вводится в реактор, заполненный пористым слоем.

Заданы следующие параметры: r_0 – радиус стрежня, м, r_b – радиус цилиндрической части, м, q_{l0} – линейная плотность теплового потока, Дж/(м²·с), задана скорость фильтрации w , м/с, d – параметр, показывающий соотношение плотностей теплового потока. Теплопроводность λ данной среды приняли постоянной и равной 0,814 Вт/(м·К), коэффициент температуропроводности a приняли равным $9,7 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

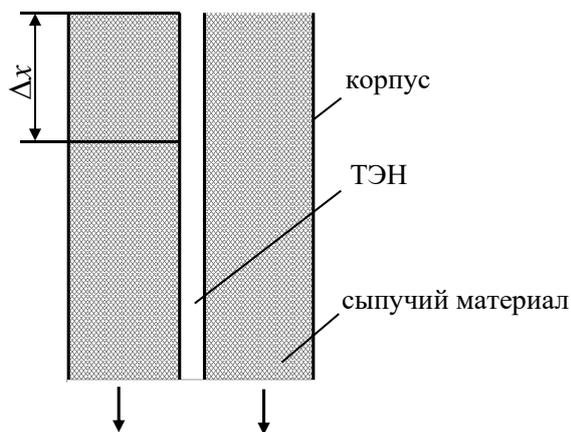


Рис. 1. Модель внутрискважинного реактора *Fig. 1. Downhole reactor model*
 *Источник: [15] Source: [15].

В ходе предыдущих исследований [16] были установлены закономерности для безразмерных параметров вышеописанных величин. На основе этих исследований была разработана математическая модель для расчёта температурного поля в кольцевом пористом слое. В результате было получено уравнение, которое позволяет определить распределение температуры в пористом цилиндрическом слое при условии бесконечного нагрева и отвода тепла (1).

$$T(X, Z) = \frac{1}{4\pi(B-1)} (X + Z - 1 - B \ln Z). \quad (1)$$

Зависимость безразмерной температуры от теплопроводности и плотности теплового потока:

$$T = \frac{(t - t_0) \lambda^*}{q_{l0}}. \quad (2)$$

Для оценки реальных размеров исследуемого устройства проведем расчет, задав конкретные параметры. На основе безразмерных параметров была получена формула, в которую впоследствии подставлялись различные параметры реактора, после чего варьировались значения плотности теплового потока, скорости фильтрации и длины цилиндрического нагревателя.

Рассмотрим частный случай при $Z=1$, формула 1 имеет вид:

$$T(X, Z) = \frac{1}{4\pi(B-1)} X, \quad (3)$$

где $X = \frac{4\alpha x}{w r_0^2}$, $B = \frac{q_{l0} r_b^2 - q_{lb} r_0^2}{(q_{l0} - q_{lb}) r_0^2}$.

Конечная формула для расчета длины цилиндрического нагревателя:

$$x = \frac{\pi w (t - t_0) \lambda (r_b^2 - r_0^2)}{\alpha q_{l0} (1 - d)}, \quad (4)$$

где d – соотношению плотностей линейного потока, t – температура самовоспламенения сыпучего материала, °С, t_0 – температура окружающей среды, °С.

Преобразованная формула показывает обратно пропорциональную зависимость длины стержня от плотности теплового потока.

Результаты и обсуждение (Results and Discussions)

Оптимальная длина цилиндрического нагревателя способствует оптимизации производственных и монтажных расходов. Кроме того, это позволяет сократить эксплуатационные затраты, поскольку уменьшает потребность в дополнительном энергопотреблении для нагрева.

В процессе исследований были установлены соотношения между величиной x , м, для возможности создания реактора с наилучшими характеристиками. В исследовании при различных значениях плотности теплового потока q_{l0} , Дж/(м²·с), скорости фильтрации w , м/с, радиуса цилиндрического нагревателя r_0 , м, были получены зависимости, описывающие более подходящие параметры для конструирования реактора. В начале исследования были установлены следующие параметры: плотность теплового

потока $q_{10} = 1250 \text{ Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, радиус цилиндрического нагревателя $r_0 = 0,0075 \text{ м}$, скорость фильтрации $w = 0,1 \text{ м}/\text{с}$.

На рисунке 2 представлена зависимость длины цилиндрического нагревателя от изменения потери теплового потока через стенку d при различных значениях плотности теплового потока q_{10} . Установлено, что с увеличением теплового потока уменьшается длина цилиндрического нагревателя. При плотности теплового потока $1000 \text{ Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ длина цилиндрического нагревателя принимает значения от $1,4 \text{ м}$ до 2 м , при $q_{10}=1250 \text{ Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ длина цилиндрического нагревателя достигает пределов от $1,12 \text{ м}$ до $1,6 \text{ м}$, при $q_{10}=1500 \text{ Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ длина цилиндрического нагревателя уменьшается от $0,94 \text{ м}$ до $1,34 \text{ м}$ при потерях теплового потока от 0 до $0,3$.

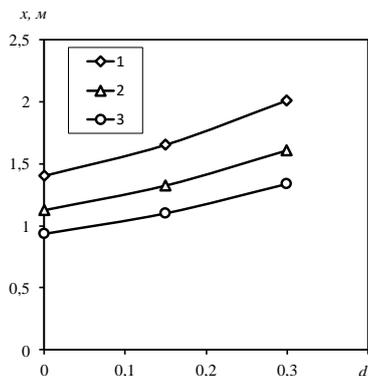


Рис. 2. Зависимость длины цилиндрического нагревателя от изменения потери теплового потока через стенку при различных значениях плотности теплового потока q_{10} , $\text{Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$: 1 – 1000; 2 – 1250; 3 – 1500

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В ходе исследования было обнаружено, что при разных значениях радиуса цилиндрического нагревателя r_0 его длина остаётся неизменной, поскольку разница в длине цилиндрического нагревателя незначительна.

На рисунке 3 представлена зависимость длины цилиндрического нагревателя от изменения потери теплового потока через стенку d при различных значениях скорости фильтрации w . Видно, что с увеличением скорости фильтрации возрастает длина цилиндрического нагревателя. При постоянной плотности теплового потока $1250 \text{ Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ и при скорости фильтрации $0,05 \text{ м}/\text{ч}$ длина цилиндрического нагревателя принимает значения от $0,56 \text{ м}$ до $0,81 \text{ м}$, при $w=0,1 \text{ м}/\text{ч}$ длина цилиндрического нагревателя достигает пределов от $1,12 \text{ м}$ до $1,62 \text{ м}$, при $w=0,2 \text{ м}/\text{ч}$ длина цилиндрического нагревателя увеличивается от $2,25 \text{ м}$ до $3,24 \text{ м}$ при потерях теплового потока от 0 до $0,3$.

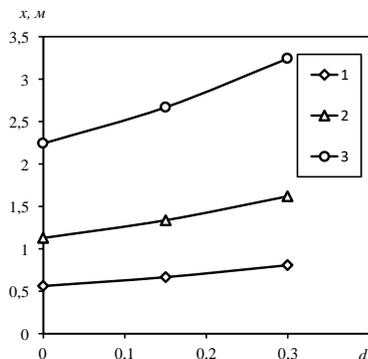


Рис. 3. Зависимость длины цилиндрического нагревателя от потери теплового потока через стенку при разных скоростях w , $\text{м}/\text{ч}$: 1 – $0,05$; 2 – $0,1$; 3 – $0,2$

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

На рисунке 4 представлена зависимость длины цилиндрического нагревателя от изменения скорости фильтрации w при различных значениях плотности теплового потока q_{10} . Видно, что с увеличением теплового потока уменьшается длина цилиндрического нагревателя. При плотности теплового потока $1000 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ длина цилиндрического нагревателя принимает значения от $0,83 \text{ м}$ до $3,3 \text{ м}$, при $q_{10}=1250 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ длина цилиндрического нагревателя достигает пределов от $0,66 \text{ м}$ до $2,64 \text{ м}$, при $q_{10}=1500 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ длина цилиндрического нагревателя уменьшается от $0,55 \text{ м}$ до $2,2 \text{ м}$ при постоянных потерях теплового потока $d = 0,15$.

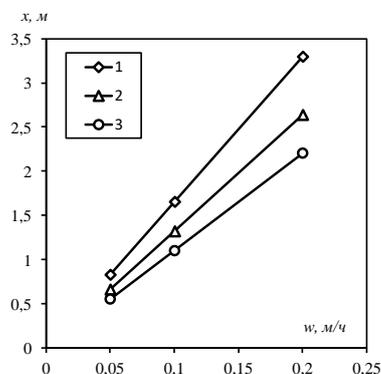


Рис. 4. Зависимость длины цилиндрического нагревателя от изменения скорости фильтрации при различных значениях плотности теплового потока q_{10} , $\text{Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$: 1 – 1000; 2 – 1250; 3 – 1500

Fig. 4. Dependence of the rod length on the change in filtration rate at different values of heat flux density: 1 – 1000; 2 – 1250; 3 – 1500

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Заключение (Conclushion)

Длина цилиндрического нагревателя играет важную роль в процессе передачи тепла к нефти. Цилиндрический нагреватель должен иметь оптимальную длину, чтобы обеспечить равномерное распределение тепла по всей области воздействия, но в то же время она не должна быть слишком длинной, чтобы не увеличивать производственные затраты. Также следует учитывать, что при достижении критической температуры, газы, находящиеся на поверхности песка, начинают воспламеняться, что создает дополнительные риски и требует тщательного контроля температурного режима в реакторе. Песок, используемый внутри реактора, формирует пористую структуру. Эта структура играет важную роль в улучшении теплообмена, так как способствует более равномерному распределению жидкости и газов по объему реактора. Песок увеличивает площадь контакта между цилиндрическим нагревателем и нефтью, что также способствует более эффективному процессу разжижения.

Определение оптимальной длины цилиндрического нагревателя позволяет эффективно использовать ресурсы, избежать лишних затрат на материалы и снизить эксплуатационные издержки. К тому же помогает обеспечить поддержание нужной температуры, что критически важно для снижения вязкости нефти. Это позволяет нефти легче течь к поверхности, увеличивая эффективность добычи.

В ходе исследования была установлена необходимая длина цилиндрического нагревателя для размещения внутрискважинного реактора, предназначенного для добычи высоковязкой нефти. В результате работы было выведено уравнение, позволяющее рассчитать длину цилиндрического нагревателя при различных значениях радиуса цилиндрического нагревателя, линейной плотности теплового потока и скорости фильтрации. Получена формула, выражающая зависимость длины цилиндрического нагревателя от потери плотности теплового потока.

На основе исследований были получены зависимости расстояния, в реакторе при различных значениях радиуса цилиндрического нагревателя, линейной плотности теплового потока и скорости фильтрации. При значениях плотности теплового потока $1000 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$, $1250 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$, $1500 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ длина цилиндрического нагревателя при различных значениях потери плотности теплового потока принимает значения в диапазоне от $0,94 \text{ м}$ до 2 м ; при постоянных потерях плотности теплового потока – от $0,66 \text{ м}$ до $3,3 \text{ м}$; при постоянной плотности теплового потока равном $1250 \text{ Дж}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ при различных скоростях фильтрации $0,05 \text{ м/с}$, $0,1 \text{ м/с}$, $0,2 \text{ м/с}$ значения длины цилиндрического нагревателя варьируется от $0,56$ до $3,24 \text{ м}$. Было обнаружено, что при увеличении

теплового потока длина цилиндрического нагревателя уменьшается примерно в 2 раза, а при увеличении скорости фильтрации – увеличивается в 1,2 раза. При этом было выявлено, что при разных значениях радиуса цилиндрического нагревателя его длина остаётся неизменной, поскольку разница в длине цилиндрического нагревателя незначительна.

Литература

1. Шагеев А.Ф., Милютин В.А., Андрияшин В.В., и др. Способ добычи высоковязкой нефти с внутрискважинной тепловой активацией бинарного раствора. Патент РФ на изобретение №2812385 С1. 05.06.2023. Доступно по: <https://elibrary.ru/item.asp?id=60787114>. Ссылка активна на 12 февраля 2025.
2. Асвинов Р.В. Повышение эффективности добычи нефти механизированным способом // Исследования и разработки в области машиностроения, энергетики и управления: материалы XIX Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2019. С. 423-426.
3. Брюховецкий О.С., Секисов А.Г., Керимов В.Ю., и др. Способ разработки нефтяных месторождений. Патент РФ на изобретение №2753318 С1 20.10.2020. Доступно по: <https://elibrary.ru/item.asp?id=46478286>. Ссылка активна на 12 февраля 2025.
4. Гатаулин Р.Н. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. №2. С. 78-90.
5. Wang Z., Fang, R., Guo, H. Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China // Ultrasonics Sonochemistry. 2020. Vol. 60. pp. 104791.
6. Huanquan S., Wang H., Cao X., et al. Innovations and applications of the thermal recovery techniques for heavy oil // Energy Geoscience. 2024. Vol. 5, N4. pp. 100332.
7. Ali I., Gubanov S.I., Ovchinnikov K.A., et al. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 194. pp. 107554.
8. Franco C., Franco C., Salinas L., et al. First field application of functionalized nanoparticles-based nanofluids in thermal enhanced oil recovery: From laboratory experiments to cyclic steam stimulation process // Fuel. 2025. Vol. 382. pp. 133736.
9. Мамедова Е.В. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти // Рассохинские чтения: Материалы международной конференции, 01–02 февраля 2024 г. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2024. С. 183-186.
10. Tang Y., Wang H., Ge Q., et al. Experimental study of combined thermal flooding in improving heavy oil flowability // Energy Geoscience. 2025. Vol. 6, N1. pp. 100363.
11. Winanda D.F., Adisasmito S. Addition of surfactants to Low Salinity Waterflooding in microfluidics system to increase oil recovery // Petroleum Research. 2022. Vol. 7. N4. pp. 486-494.
12. Bossinov D., Ramazanova G., Turalina D. Comparison of measured and calculated high-viscosity crude oil temperature values in a pipeline during continuous pumping and shutdown modes // International Journal of Thermofluids. 2024. Vol. 24. pp. 100950.
13. Shagapov V.S., Tazetdinova Y.A., Gizzatullina A.A. On the theory of extraction of high-viscosity oil from the stratum under thermal action // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2019. Vol. 92. pp. 1415–1422.
14. Zhang Z., et al. Comparative analysis of wellbore electrical heating, low-frequency heating, and steam injection for in-situ conversion in continental shale oil reservoirs // Case Studies in Thermal Engineering. 2024. Vol. 64. pp. 105512.
15. Якимов Н.Д., Шагеев А.Ф., Дмитриев А.В., Бадретдинова Г.Р. Особенности расчета температурного поля в кольцевом пористом слое при бесконечном нагреве // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25. №6. С. 54-66.
16. Якимов Н.Д., Шагеев А.Ф., Дмитриев А.В., Мутугуллина И.А. Температурное поле в цилиндрическом пористом слое при «бесконечном» нагреве с оттоком теплоты // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26. №3. С. 146-155.

Авторы публикации

Дмитриев Андрей Владимирович – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Автоматизация технологических процессов и производств», Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия. ORCID*: <https://orcid.org/0000-0001-8979-4457>, ieremiada@gmail.com

Шагеев Альберт Фаридович – ст. научный сотрудник Института геологии и нефтегазовых технологий, Научный центр мирового уровня Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты (головной центр), НИЛ методов увеличения нефтеотдачи, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия. ORCID*: <https://orcid.org/0009-0002-2852-9021>, shageevalbert@rambler.ru

Гильмутдинова Резеда Исхаковна – студентка кафедры «Экономика и организация производства», Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия. gilmutdinovarezeda@mail.ru

References

1. Shageev AF, Milyutina VA, Andriyashin VV, et al. *Sposob dobychi vysokovyazkoi nefi s vnutriskvazhinnoi teplovoi aktivatsiei binarnogo rastvora*. Patent RUS №2812385 C1. 05.06.2023. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=60787114>. Accessed: 12 Feb. 2025. (In Russ).
2. Asvinov RV. Povyshenie effektivnosti dobychi nefi mekhanizirovannym sposobom. *Issledovaniya i razrabotki v oblasti mashinostroeniya, energetiki i upravleniya : materialy XIX Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh*. 2019. Pp. 423-426. (In Russ).
3. Bryukhovetskii OS, Sekisov AG, Kerimov VYu, et al. *Sposob razrabotki nefyanykh mestorozhdenii*. Patent RUS №2812385 C1. 05.06.2023. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=46478286>. Accessed: 12 Feb. 2025. (In Russ).
4. Gataullin RN. Intensifikatsiya dobychi nefi metodami volnovogo vozdeystviya na produktivnye plasty. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR*. 2020;2:78-90. (In Russ). doi 10.5510/OGP20200200434.
5. Wang Z, Fang R, Guo H. Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China. *Ultrasonics Sonochemistry*. 2020.6:104791. doi: 10.1016/j.ultsonch.2019.104791
6. Huanquan S, Wang H, Cao X, et al. Innovations and applications of the thermal recovery techniques for heavy oil. *Energy Geoscience*. 2024;5(4):100332. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100332>
7. Ali I, Gubanov SI, Ovchinnikov KA, et al. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;194:107554. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107554>
8. Franco C, Franco C, Salinas L, et al. First field application of functionalized nanoparticles-based nanofluids in thermal enhanced oil recovery: From laboratory experiments to cyclic steam stimulation process. *Fuel*. 2025;382:133736. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133736>
9. Mamedova EV. Perspektivy primeneniya gazovykh metodov s tsel'yu povysheniya koeffitsienta izvlecheniya nefi. *Rassokhinskiye chteniya : Materialy mezhdunarodnoi konferentsii*, Ukhta, 01–02 Feb 2024. Ukhta: Ukhhtinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2024. Pp. 183-186. (In Russ).
10. Tang Y, Wang H, Ge Q, et al. Experimental study of combined thermal flooding in improving heavy oil flowability. *Energy Geoscience*. 2025;6(1):100363. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100363>
11. Winanda DF, Adisasmito S. Addition of surfactants to Low Salinity Waterflooding in microfluidics system to increase oil recovery. *Petroleum Research*. 2022;7(4):486-494. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.12.011>
12. Bossinov D, Ramazanova G, Turalina D. Comparison of measured and calculated high-viscosity crude oil temperature values in a pipeline during continuous pumping and shutdown modes. *International Journal of Thermofluids*. 2024;24:100950. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2024.100950>
13. Shagapov VS, Tazetdinova YA, Gizzatullina AA. On the theory of extraction of high-viscosity oil from the stratum under thermal action. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2019;92:1415–1422.
14. Zhang Z, et al. Comparative analysis of wellbore electrical heating, low-frequency heating, and steam injection for in-situ conversion in continental shale oil reservoirs. *Case Studies in Thermal Engineering*. 2024;64:105512. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2024.105512>
15. Yakimov ND, Shageev AF, Dmitriev AV, Badretdinova GR. Osobennosti rascheta temperaturnogo polya v kol'tsevom poristom sloe pri beskonechnom nagreve. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2023; 25(6):54-66. (In Russ). DOI 10.30724/1998-9903-2023-25-6-54-66. – EDN GUULKZ.
16. Yakimov ND, Shageev AF, Dmitriev AV, Mutugullina IA. Temperaturnoe pole v tsilindricheskom poristom sloe pri «beskonechnom» nagreve s ottokom teploty. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. 2024; 26(3):146-155. (In Russ).

Authors of the publication

Andrey V. Dmitriev – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. *ORCID**: <https://orcid.org/0000-0001-8979-4457>, ieremiada@gmail.com

Albert F. Shageev – Institute of Geology and Petroleum Technologies, World-class Scientific Center for the Rational Development of liquid hydrocarbon reserves of the planet (head center), Research laboratory of methods for increasing oil recovery, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia. *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0002-2852-9021>, shageevalbert@rambler.ru

Rezeda I. Gilmutdinova – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. gilmutdinovarezeda@mail.ru

Шифр научной специальности: 2.4.6. Теоретическая и прикладная теплотехника

Получено **17.02.2025 г.**

Отредактировано **11.03.2025 г.**

Принято **15.03.2025 г.**