

УДК 621.365.5 (622.276.72)
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4791
Шифр специальности ВАК: 1.6.9, 2.8.4
Научная статья

Моделирование прогрева прискважинной зоны пласта с помощью индукционного нагревателя

Д.В. Космылин, В.Я. Федотов, Ф.Ф. Давлетшин✉, Р.Ф. Шарафутдинов, Р.А. Валиуллин

Уфимский университет науки и технологии, Россия, г. Уфа

✉felix8047@mail.ru

Аннотация. Актуальность. При добыче и транспортировке тяжелой нефти в прискважинной зоне пласта и в стволе скважины происходит выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений, оказывающих негативное влияние на эффективность разработки нефтяных месторождений. Рассмотрен перспективный способ очистки прискважинной зоны пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений с помощью индукционного нагревателя. **Цель.** Изучение особенностей теплового поля в прискважинной зоне пласта, создаваемого за счет индукционного нагрева обсадной колонны в скважине. **Методы.** Численное математическое моделирование тепловых процессов в прискважинной зоне пласта в процессе индукционного нагрева; экспериментальное исследование теплового поля на физической модели скважины с индукционным нагревателем. **Результаты и выводы.** Предложена математическая модель для расчета нестационарного температурного поля в прискважинной зоне пласта в процессе индукционного нагрева обсадной колонны. Построены модельные кривые динамики во времени температуры на стенке обсадной колонны и в прискважинной зоне пласта. На примере периодического индукционного воздействия с циклами включения и остановки работы нагревателя, показано, что радиус распространения теплового возмущения в пласте за 12-часовой период воздействия составляет более 0,5 м. Установлено, что разогрев пласта величиной более 5 градусов Цельсия достигается в прискважинной области пласта радиусом 0,2–0,3 м в зависимости от теплопроводности горных пород. Выполнены экспериментальные исследования формирования теплового поля в физической модели скважины с индукционным нагревателем. Показано, что разогрев пласта величиной более 1 градуса Цельсия достигается в диапазоне радиуса до 0,25 м. Результаты численных и экспериментальных исследований показывают возможность использования индукционного нагрева для очистки ближней (прискважинной) зоны пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, индукционный нагреватель, прискважинная зона пласта, физическая модель скважины, численное моделирование, радиус прогрева пласта

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда по теме «Разработка инновационной технологии на основе метода активной термометрии для решения задач экологии пресноводных горизонтов» (проект № 23-17-20017).

Для цитирования: Моделирование прогрева прискважинной зоны пласта с помощью индукционного нагревателя / Д.В. Космылин, В.Я. Федотов, Ф.Ф. Давлетшин, Р.Ф. Шарафутдинов, Р.А. Валиуллин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 7. – С. 45–55. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4791

UDC 621.365.5 (622.276.72)
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4791
Scientific paper

Modeling the heating of the reservoir near-wellbore zone using an induction heater

D.V. Kosmylin, V.Ya. Fedotov, F.F. Davletshin✉, R.F. Sharafutdinov, R.A. Valiullin

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian Federation

✉felix8047@mail.ru

Abstract. Relevance. During heavy oil extraction and transportation in the near-wellbore zone of the reservoir and the well-head, deposits occur. They have a negative impact on the efficiency of oil field development. The paper considers a promising method for cleaning the near-wellbore zone of the reservoir from wax deposits using an induction heater. **Aim.** To study the features of the thermal field in the near-wellbore zone of the reservoir created by induction heating of the casing in the well. **Methods.** Numerical mathematical modeling of thermal processes in the near-wellbore zone of the reservoir during induction heating; experimental study of the thermal field on a physical model of a well with an induction heater. **Results and conclusions.** The authors have proposed the mathematical model for calculating non-stationary temperature field in the near-wellbore zone of the reservoir during induction heating of the casing. Model curves of temperature dynamics over time on the casing wall and in the near-wellbore zone of the reservoir are computed. Using the example of periodic induction exposure, including cycles of operation on and shutdown the heater, it is shown that the radius of propagation of thermal disturbance in the reservoir over a 12-hour exposure period is more than 0.5 m. It was found that the reservoir heating with a value of more than 5 degrees Celsius is achieved in the near-wellbore zone of the reservoir with a radius of 0.2–0.3 m, depending on the thermal conductivity of the rocks. The authors performed the experimental studies of a thermal field in a physical model of a well with an induction heater. It is shown that the reservoir heating with a value of more than 1 degree Celsius is achieved in the radius range up to 0.25 m. The results of numerical and experimental studies show the possibility of using induction heating to clean the near-wellbore zone of the reservoir from wax deposits.

Keywords: wax deposits, induction heater, near-wellbore zone, physical model of the well, numerical modeling, radius of reservoir heating

Acknowledgements: The work was carried out with the financial support of the Russian Science Foundation on the topic "Development of innovative technology based on the method of active thermometry for solving problems of ecology of freshwater horizons" (project no. 23-17-20017).

For citation: Kosmylin D.V., Fedotov V.Ya., Davletshin F.F., Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A. Modeling the heating of the reservoir near-wellbore zone using an induction heater. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 7, pp. 45–55. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4791

Введение

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли происходит рост объемов добычи трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти, связанный с постепенной выработкой запасов легких углеводородов, вступлением месторождений в позднюю стадию разработки. В этих условиях проблема, связанная с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), становится еще более актуальной [1, 2]. АСПО представляют собой высокомолекулярные соединения, выпадающие в твердый осадок при определенных баротермических условиях, в частности при снижении температуры ниже температуры насыщения парафином [3, 4]. Причины, ведущие к выпадению АСПО в прискважинной (призабойной) зоне продуктивных пластов и в стволе скважин, а также механизмы образования отложений подробно рассмотрены в работах [5–9].

Методы борьбы с АСПО можно объединить в две основные группы. Первая группа включает различные технологии, в рамках которых в скважине создаются условия, предупреждающие выпадение АСПО в целом. Во вторую группу входят методы, позволяющие удалить из скважины уже образовавшиеся органические отложения [10, 11]. Широкое распространение в нефтепромысловой практике получили химические методы, предполагающие проведение промывок скважины специальным растворителем (ингибитором АСПО), причем в зависимости от применяемой технологии осуществляется как закачка растворителя в прискважинную зону пласта

(одно- или многократная обработка), так и непрерывная подача реагента в скважину с помощью специальных трубок [12, 13]. Также распространенными являются механические методы, основанные на очистке внутренней поверхности трубопроводов, насосных труб с помощью специальных скребков [14], и физические методы, основанные на воздействии акустических, электромагнитных и прочих физических полей [15, 16]. Отдельно можно отметить тепловые методы, в основу которых легла способность парафинов плавиться при превышении температуры насыщения нефти парафином, например, за счет использования специальных греющих кабелей, закачки горячего пара, воды или нефти. Каждый из способов борьбы с АСПО имеет свои достоинства и недостатки. Например, химические методы позволяют удалять АСПО как из прискважинной зоны пласта, так и из ствола скважины, однако эффективность химического метода во многом зависит от правильного подбора реагента с учетом состава АСПО, обеспечения требуемой концентрации реагента для растворения отложений. Достоинствами механических методов является простота и относительная дешевизна, однако они не позволяют выполнять обработку прискважинной зоны пласта. Эффективность тепловых методов зачастую снижается за счет тепловых потерь по пути движения теплоносителя от устья скважины к интервалу обработки в пласте [17].

В данной работе рассмотрена возможность использования технологии индукционного нагрева

для очистки прискважинной зоны продуктивного пласта. В металлической обсадной (эксплуатационной) колонне за счет индукционного нагревателя создается вихревое электрическое поле, обуславливающее протекание вихревых токов и выделение теплоты в колонне по закону Джоуля–Ленца [18]. Далее тепло от нагретой колонны передается цементному кольцу и окружающим горным породам за счет теплопроводности, что позволяет локально увеличить температуру прискважинной зоны пласта и тем самым создать условия для растворения (плавления) АСПО. Применение технологии индукционного нагрева при обработке реальных скважин, осложненных АСПО, показало эффективность метода: по результатам обработки более 70 скважин получено увеличение дебита скважин по жидкости в среднем в 1,8 раза, причем длительность эффекта составила более 400 дней [19]. Эффективность технологии индукционного воздействия в значительной степени зависит от мощности нагревателя, длительности индукционного воздействия. Целью настоящего исследования является изучение особенностей формирования теплового поля в прискважинной зоне пласта при индукционном воздействии, оценка глубины проникновения тепла в пласт и величины температурной аномалии в пласте, создаваемой за счет индукционного нагрева.

Следует отметить, что возможности индукционного нагрева не ограничиваются тепловой обработкой скважин. При контакте с нагретым участком колонны тепло передается потокам жидкости, находящимся внутри колонны и за колонным пространстве. В движущейся жидкости создаются тепловые метки, регистрация которых позволяет решать важные задачи диагностики состояния скважин и пластов, например, определения заколонных перетоков, интервалов притока жидкости из пласта [20].

Численное математическое моделирование теплового поля в прискважинной зоне пласта

С целью оценки глубины проникновения в пласт теплового возмущения, связанного с индукционным нагревом обсадной колонны, рассмотрена математическая модель, описывающая температурное поле в скважине и околоскважинном пространстве в процессе индукционного нагрева. Геометрия моделируемой области показана на рис. 1, она включает участок металлической обсадной трубы, внутри которой находится жидкость. Снаружи обсадная труба контактирует с цементным кольцом, причем труба и цементное кольцо расположены концентрично относительно друг друга. Во внешнем пространстве скважины расположен однородный круговой пласт.

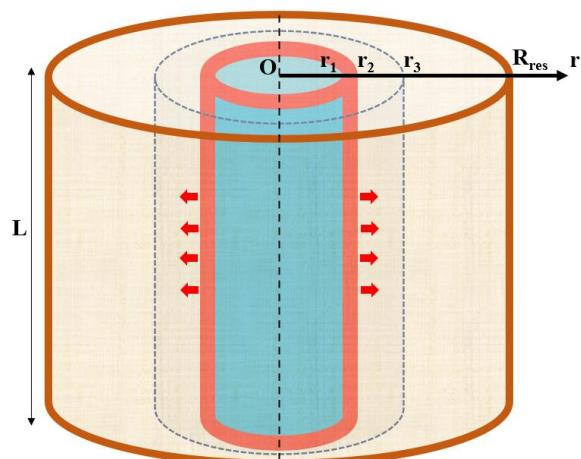


Рис. 1. Геометрия модели (O – ось симметрии, r – радиус, r_1 – r_2 – обсадная колонна, r_2 – r_3 – цементное кольцо, r_3 – R_{res} – горные породы, L – длина участка нагрева, стрелками показано направление теплового потока к пласту)

Fig. 1. Geometry of the model (O is the axis of symmetry, r is the radius, r_1 – r_2 is the casing, r_2 – r_3 is the cement ring, r_3 – R_{res} are rocks, L is the length of the heating section, the arrows show the direction of the heat flow to the reservoir)

В расчетах полагается, что тепловыделение равномерно происходит вдоль участка нагрева L , при этом моделируется процесс радиального теплопереноса от нагретой колонны цементному кольцу и далее окружающую скважину горным породам.

В области 1 (обсадная колонна) решается уравнение теплопроводности с учетом выделения тепла за счет скважинного индукционного нагревателя. В качестве граничного условия слева задается теплообмен между колонной и жидкостью внутри нее, определяемый законом Ньютона–Рихмана, на границе колонны с цементным кольцом задается условие равенства температур и тепловых потоков [21, 22]

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_1}{\partial t} &= a_1 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_1}{\partial r} \right) + q, r_1 < r < r_2; \\ \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big|_{r=r_1} &= \alpha (T_{\text{пл}} - T_1); \\ T_1 \Big|_{r=r_2} &= T_2 \Big|_{r=r_2}; \\ \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big|_{r=r_2} &= \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big|_{r=r_2}, \end{aligned} \quad (1)$$

где t – время, r – радиус, T_1 – температура в колонне, λ_1 , a_1 – теплопроводность и температуропроводность материала колонны (сталь) соответственно, q – удельная мощность тепловыделения на единицу объема колонны, определяемая как отношение мощности тепловыделения в колонне P к объему участка колонны длиной L , r_1 , r_2 – внутренний

и внешний радиусы колонны соответственно, T_f – температура жидкости в стволе скважины, α – коэффициент теплоотдачи.

Коэффициент теплоотдачи α рассчитывается согласно зависимости

$$\alpha = \frac{Nu_f \lambda_f}{d}, \quad (2)$$

где Nu_f – число Нуссельта естественной конвекции, λ_f – теплопроводность жидкости в обсадной колонне, d – эффективный гидравлический диаметр, определяемый как разница между внутренним диаметром обсадной колонны и внешним диаметром корпуса индуктора. Изменением температуры жидкости и корпуса индуктора по сравнению с изменением температуры колонны пренебрегается.

В области 2 (цементное кольцо) и 3 (горные породы) также решается уравнение теплопроводности, но без теплового источника, на границе между цементом и горными породами задается условие равенства температур и тепловых потоков. На внешней границе модели температура горных пород принимается равной пластовой, начальная температура во всех точках модели также принимается равной пластовой

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_2}{\partial t} &= a_2 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_2}{\partial r} \right), r_2 < r < r_3; \\ \frac{\partial T_3}{\partial t} &= a_3 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_3}{\partial r} \right), r_3 < r < R_{res}; \\ T_2|_{r=r_3} &= T_3|_{r=r_3}; \\ \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big|_{r=r_3} &= \lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big|_{r=r_3}; \\ T_3|_{r=R_{res}} &= T_{res}; \\ T|_{t=0} &= T_{res}, \end{aligned} \quad (3)$$

где T_2 , T_3 – температура в цементе и горных породах соответственно; λ_2 , λ_3 – теплопроводность цемента и горных пород соответственно; a_2 , a_3 – температуропроводность цемента и горных пород соответственно; r_3 – наружный радиус цементного кольца; R_{res} – радиус внешней границы модели; T_{res} – пластовая температура.

При известной теплопроводности среды (колонна, цемент, горные породы) λ , плотности ρ и удельной теплоемкости c ее температуропроводность определяется согласно зависимости

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}. \quad (4)$$

Система уравнений (1), (3) с учетом выражений (2) и (4) решается численно. Для дискретизации

расчетной области используется метод контрольных объемов, дискретный аналог уравнений решается методом одномерной прогонки [23].

При моделировании приняты следующие значения параметров: внутренний и внешний радиусы обсадной колонны 130 и 147 мм соответственно, внешний радиус цементного кольца 216 мм, радиус внешней границы модели 10 м, теплопроводность областей 1, 2, 3 (стальной обсадной трубы, цемента, горных пород) 50, 1,2, 2 Вт/(м·К) соответственно, плотность – 7800, 2600, 2500 кг/м³ соответственно, удельная теплоемкость – 500, 840, 1000 Дж/(кг·К) соответственно, мощность индукционного нагревателя 2 кВт, длина участка нагрева 0,4 м [24]. Рассматривается периодическое воздействие на прискважинную зону пласта, включающее чередование циклов нагрева и остановки длительностью по 30 мин. Воздействие носит циклический характер, чтобы избежать чрезмерно высоких нагрузок на индуктор и питающий кабель.

На рис. 2 представлены модельные кривые динамики температуры нагреваемой стенки колонны, а также на расстояниях 0,1 и 0,25 м от стенки (0,17 и 0,32 м от оси скважины соответственно) в течение 12 циклов индукционного воздействия длительностью по 1 часу каждое (30 мин нагрева + 30 мин остановки). Изменение температуры колонны относительной начальной ΔT (разогрев колонны) после 12 циклов нагрева – порядка 50 °С, на расстоянии 0,1 м от стенки горные породы греются на величину 17 °С, на расстоянии 0,25 – на величину около 5 °С. Разогрев колонны имеет немонотонный характер – темп роста температуры снижается с течением времени по мере роста температуры колонны, что обусловлено увеличением интенсивности передачи тепла окружающим скважину породам и жидкости, находящейся внутри колонны. Расчетная величина амплитуды колебаний температуры колонны в процессе нагрева достигает 20 °С. В прискважинной зоне пласта колебания температуры существенно ниже, температура во времени растет практически линейно, причем рост температуры в наблюдаемой точке пласта начинается с момента достижения температурным возмущением этой точки. Например, на расстоянии 25 см от стенки обсадной колонны заметный рост температуры в пласте отмечается через 200 мин (3,3 часа) после начала индукционного воздействия, а разогрев величиной более 1 °С достигается только через 290 мин (около 5 часов).

На рис. 3 показаны кривые распределения температуры в прискважинной зоне пласта после окончания 2-го, 6-го и 12-го циклов нагрева. Видно, что с течением времени происходит постепенное распространение теплового возмущения в пласт за счет теплопроводности.

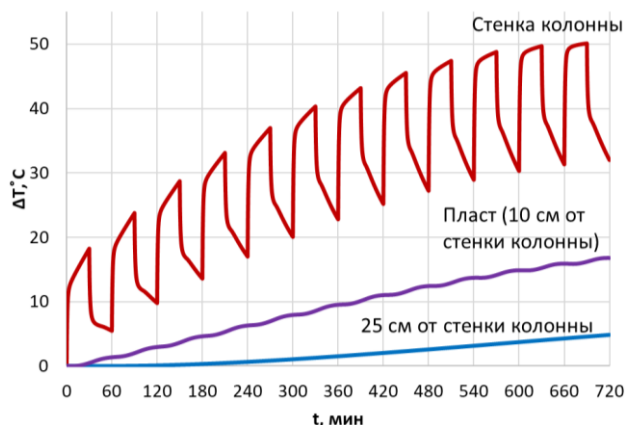


Рис. 2. Динамика температуры колонны и прискважинной зоны пласта в процессе индукционного воздействия

Fig. 2. Temperature dynamics of the casing and the near-wellbore zone of the reservoir during induction heating

Радиус распространения теплового возмущения в пласте за 12-часовой период воздействия достигает более 0,5 м. Если задаться конкретной величиной ΔT_n , обеспечивающей достижение температуры в пласте выше температуры плавления АСПО и соответственно плавление твердых парафиновых отложений, можно определить эффективный радиус области (зоны) очистки пласта. Например, при $\Delta T_n = 5^\circ\text{C}$ радиус зоны очистки составляет около 0,12 м для 2 циклов воздействия, 0,23 м для 6 циклов, 0,31 м для 12 циклов. Если требуемая величина разогрева пласта является небольшой, например, $\Delta T_n = 1^\circ\text{C}$, радиус зоны очистки составляет уже 0,19, 0,35, 0,47 м для 2, 6, 12 циклов индукционного воздействия соответственно.

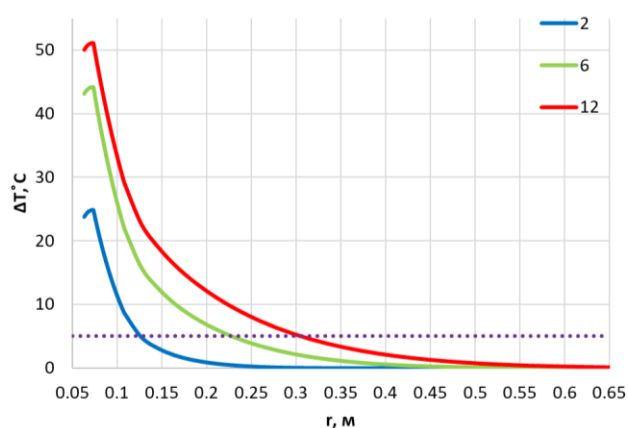


Рис. 3. Распределение температуры в прискважинной зоне пласта после 2, 6, 12 циклов нагрева соответственно (шифр кривых – количество циклов нагрева, точками отмечена линия $\Delta T = 5^\circ\text{C}$)

Fig. 3. Temperature distribution in the near-wellbore zone of the reservoir after 2, 6, 12 heating cycles, respectively (the key of the curves is the number of heating cycles, the dots mark the line $\Delta T = 5^\circ\text{C}$)

Теплопроводность (и соответственно температуропроводность) пород может в целом меняться в довольно широких пределах, что в общем оказывает влияние и на радиус распространения теплового возмущения в пласте [25]. Результаты моделирования (рис. 4) показали, что при варьировании теплопроводности в интервале 0,5–5 Вт/(м·К) эффективный радиус очистки пласта (при $\Delta T_n = 5^\circ\text{C}$) меняется незначительно, от 0,24 до 0,33 м; при $\Delta T_n = 1^\circ\text{C}$ он меняется в интервале 0,32–0,47 м.

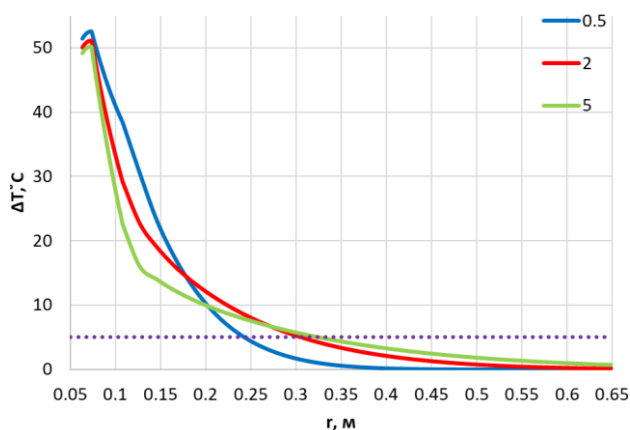


Рис. 4. Распределение температуры в прискважинной зоне пласта после 12 циклов нагрева (шифр кривых – теплопроводность горных пород, Вт/(м·К); точками отмечена линия $\Delta T = 5^\circ\text{C}$)

Fig. 4. Temperature distribution in the near-wellbore zone of the reservoir after 12 heating cycles (curve cipher – thermal conductivity of rocks (W/(m·K); dots mark the line $\Delta T = 5^\circ\text{C}$)

Экспериментальная установка (физическая модель скважины)

Совместно с численными расчетами выполнены экспериментальные исследования с использованием физической модели скважины. Физическая модель включает стальную трубу (обсадная труба) с наружным диаметром 147 мм и внутренним диаметром 130 мм. Труба установлена в центре металлической емкости (размеры 125×125×200 см), загерметизирована с торцов при помощи сварки, а также оборудована гидравлической системой для возможности включения движения жидкости внутри трубы (аналог работающей скважины). Для реализации гидравлической системы у верхнего и нижнего торцов трубы сделаны отверстия, подключены и герметично заизолированы шланги. Наружное пространство трубы засыпано сухим песком с последующей трамбовкой, служащим моделью пласта (рис. 5). Для измерения распределения температуры в песок с равным шагом установлены медные трубки, в которые с шагом 5 см помещены термочувствительные элементы – термодатчики К-

типа (КХТА 01.02). Регистрация изменения температурного поля в модели базируется на измерительном модуле NI9214, позволяющем одновременно подключать до 16 термопар.

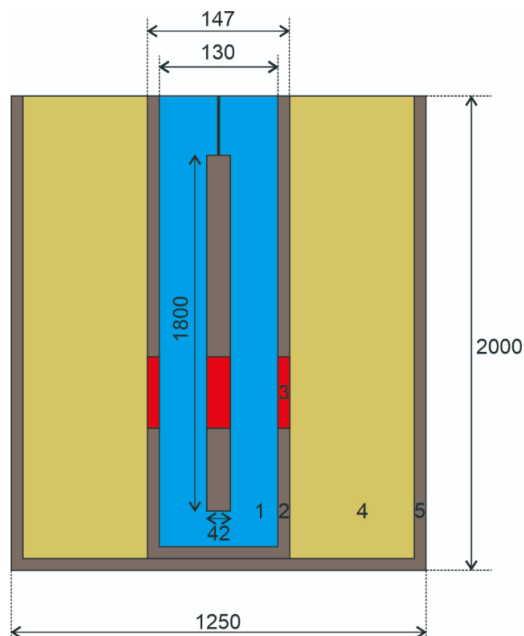


Рис. 5. Схема физической модели скважины (1 – жидкость; 2 – стенка стальной трубы; 3 – участок нагрева; 4 – песчаная засыпка; 5 – стенка внешней емкости, размеры указаны в мм)

Fig. 5. General view of the physical model of the well (1 – liquid; 2 – wall of a steel pipe; 3 – heating area; 4 – sand filling; 5 – external container wall, dimensions are indicated in mm)

Для нагрева металлической трубы в нее помещен модуль индуктора [20], фотография которого приведена на рис. 6. Он состоит из пяти основных блоков:

- 1) головка прибора;
- 2) управляющая электроника и питание – задающий генератор. Он необходим для преобразования постоянного напряжения в переменное с заданной частотой;
- 3) радиатор охлаждения;
- 4) активная часть (индуктор) – представляет собой медный провод, намотанный на ферритовый сердечник. Индуктор служит для создания переменного магнитного поля;

5) поршневой гидрокомпенсатор – служит для компенсации температурного расширения масла, заполняющего индуктор.

Основные технические характеристики модуля индуктора: длина активной части 500 мм при общей длине 1800 мм, внешний диаметр 42 мм, масса 8 кг, напряжение питания не более 650 В, сила питающего тока не более 8 А, диапазон рабочих давлений от 0 до 60 МПа, диапазон рабочих температур от минус 5 до 120 °С.

Анализ результатов экспериментальных исследований

Перед началом эксперимента модуль индуктора подключается через кабельную головку и эквивалент каротажного кабеля (имитирующего длину кабеля 5 км, что соответствует активному сопротивлению 62,5 Ом) к блоку питания и опускается в экспериментальную установку, заполненную водой при комнатной температуре. Мощность, подводимая к индуктору, оценивается согласно зависимости

$$P = (U_0 - I_0 R) I_0, \quad (5)$$

где U_0 – напряжение на блоке питания, I_0 – питающий ток, R – сопротивление эквивалента каротажного кабеля. Параметры проведенных экспериментов и результаты расчетов по формуле (5) представлены в таблице. При моделировании КПД индукционного нагревателя равен единице (мощность тепловыделения в обсадной колонне равна подводимой к индуктору мощности).

Таблица. Параметры экспериментов

Table. Experimental parameters

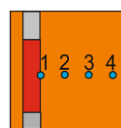
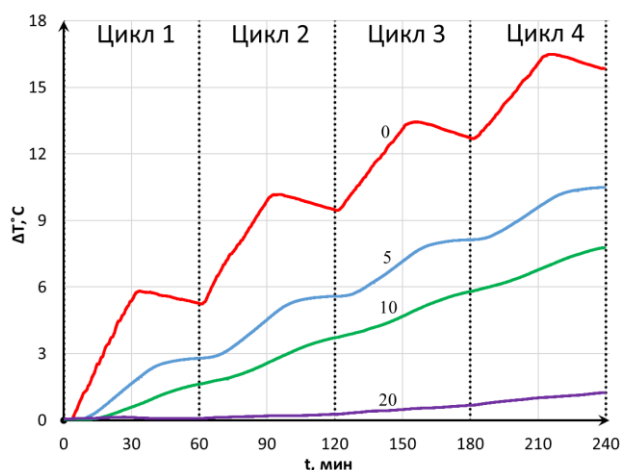
Эксперимент, № Experiment, no.	Напряжение на блоке питания, В Voltage on the power supply, V	Сила тока, А Amperage, A	Сопротивление кабеля, Ом Cable resistance, Ohms	Мощность на индукторе, кВт Power on the inductor, kW	Длительность нагрева/охлаждения, мин Heating/cooling time, min	Количество циклов Number of cycles
1	555	4,95	62,5	1,2	30/30	4
2	606	4,65	44,2	1,8	30/30	8



Рис. 6. Модуль индуктора (фотография)

Fig. 6. Inductor module (photo)

Результаты первого эксперимента представлены на рис. 7. Из рисунка следует, что за период индукционного воздействия (4 часа) температура стальной трубы на участке нагрева увеличилась более чем на $16\text{ }^{\circ}\text{C}$, на расстоянии 5 см от внешней стенки трубы (в пласте) – на величину более $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Разогрев пласта (песчаной засыпки) на расстоянии 20 см от трубы составил около $1,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.



(1) - температура трубы
(2) - 5 см от трубы
(3) - 10 см от трубы
(4) - 20 см от трубы

Рис. 7. Динамика температуры в физической модели скважины для эксперимента № 1 (шифр кривых – расстояние по радиусу от внешней стенки трубы до датчика температуры в см)

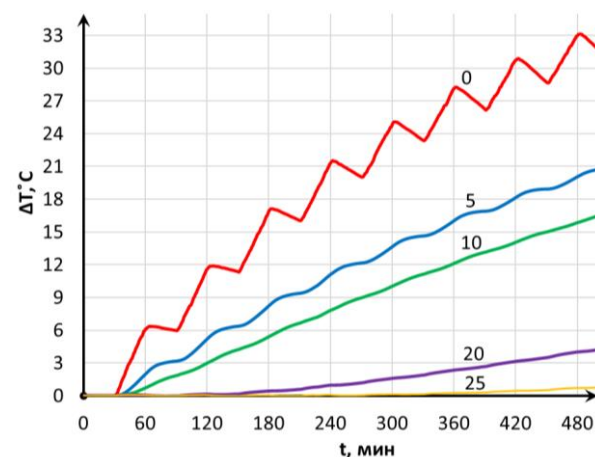
Fig. 7. Temperature dynamics in the physical model of the well for experiment no. 1 (the key of the curves is the radius distance from the outer wall of the pipe to the temperature sensor in cm)

На рис. 8 представлены результаты эксперимента № 2, который по длительности составил более 8 часов, а также характеризовался большей мощностью индукционного нагревателя по сравнению с экспериментом № 1. Температура трубы за время эксперимента увеличилась более чем на $33\text{ }^{\circ}\text{C}$, разогрев пласта на расстоянии 20 см от внешней стенки трубы составил порядка $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, на расстоянии 25 см – порядка $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Сравнение результатов численного моделирования и экспериментальных данных показано на рис. 9.

Фактическая и расчетная температура трубы (колонны) в целом хорошо согласуются в фазах нагрева (после включения индуктора), однако после остановки нагревателя модель прогнозирует более интенсивное остывание трубы, чем это наблюдается в эксперименте. Из графиков на рис. 7, 8 виден асимметричный характер температурной кривой внутри

цикла индукционного воздействия «нагрев–остановка» – темп роста температуры трубы в полцикле нагрева превосходит темп снижения температуры в полцикле остановки. Такое поведение температуры связано с небольшим объемом жидкости внутри трубы в экспериментальной установке, приводящим к существенному ее разогреву при контакте с нагреваемым металлом.



— температура трубы
— 5 см от трубы
— 10 см от трубы
— 20 см от трубы
— 25 см от трубы

Рис. 8. Динамика температуры в физической модели скважины для эксперимента № 2 (шифр кривых – расстояние по радиусу от внешней стенки трубы до датчика температуры в см)

Fig. 8. Temperature dynamics in the physical model of the well for experiment no. 2 (the key of the curves is the radius distance from the outer wall of the pipe to the temperature sensor in cm)

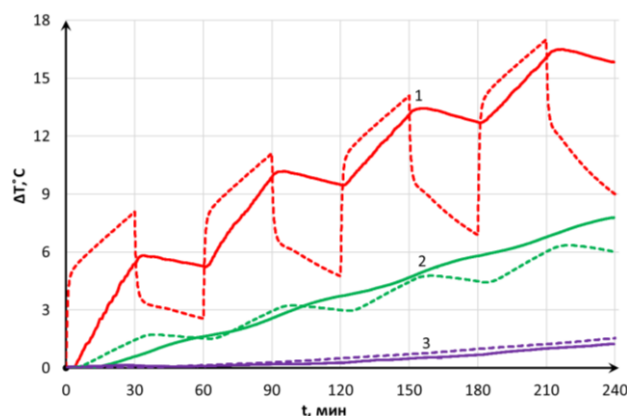


Рис. 9. Сравнение результатов эксперимента № 1 (сплошные линии) и численного моделирования (штриховые линии) на внешней стенке трубы, в 10 и 20 см от стенки (кривые 1, 2, 3 соответственно)

Fig. 9. Comparison of the results of experiment no. 1 (solid lines) and numerical modeling (dashed lines) on the outer wall of the pipe, 10 and 20 cm from the wall (curves 1, 2, 3, respectively)

Значительное влияние на температурное поле оказывает также свободная конвекция в жидкости, обуславливающая повышение интенсивности теплоотвода от стенок трубы. Внутри песчаной засыпки (в пласте) тепловое поле определяется главным образом кондуктивным механизмом теплопередачи, и расхождение между расчетной и фактической температурами снижается. В частности, на расстояниях 10 и 25 см от стенки трубы разница между моделью и экспериментом составляет около 19 % (1,5 и 0,3 °C соответственно). Это показывает применимость модели для оценки теплового поля приквацинной области пласта, обусловленного индукционным нагревом обсадной колонны в скважине.

Результаты выполненных исследований подтверждают возможность использования индукционного нагрева для очистки ближней (приквацинной) зоны пласта от АСПО. Следует также отметить, что преимуществом рассмотренного метода, в отличие от традиционных тепловых методов увеличения нефтеотдачи (закачки пара или горячей жидкости), является возможность очистки приквацинной области пласта от АСПО в необходимых, наиболее осложненных интервалах за счет управления глубиной спуска модуля индуктора. В случае же, например, закачки теплоносителя значительная его часть поступает в наиболее высокопроницаемые (т. е. менее подверженные АСПО) участки, что обуславливает снижение эффективности обработок скважины. Вместе с тем технология индукционного нагрева имеет свои особенности: наличие потерь мощности за счет выделения тепла в подводящей линии (кароtaжном кабеле), напряженные условия работы индуктора, определяемые прежде всего мощностью нагрева и параметрами циклического воздействия. В условиях напряженного режима работы, то есть с увеличением подводимой к индуктору мощности и длительности циклов нагрева, уменьшением паузы между циклами нагрева возрастают риски выхода из строя нагревателя. Перечисленные особенности необходимо учитывать при обоснованном выборе параметров индукционного воздействия.

Выводы

1. На основе математической модели, описывающей тепловое поле в скважине и пласте при индукционном нагреве, построены модельные кривые динамики во времени температуры на стенке обсадной колонны и в приквацинной зоне пласта. Расчеты выполнены на примере периодического индукционного воздействия с мощностью нагрева 2 кВт, циклами включения и отключения индуктора длительностью по 30 мин. Показано, что разогрев обсадной колонны за 12-часовой период индукционного воздействия достигает порядка 50 °C. Расчетный радиус распространения теплового возмущения в пласте через 12 часов составил более 0,5 м, причем разогрев пласта величиной более 5 °C достигается в приквацинной области радиусом 0,2–0,3 м в зависимости от теплопроводности горных пород.
2. С использованием физической модели скважины, оборудованной индукционным нагревателем, выполнены экспериментальные исследования формирования теплового поля в приквацинной зоне пласта. В рамках эксперимента (8 часов воздействия, мощность индуктора 1,8 кВт) температура обсадной трубы увеличилась на величину более 33 °C, разогрев пласта на расстоянии 20 см от внешней стенки трубы составил порядка 5 °C, на расстоянии 25 см – порядка 1 °C. Теоретические и экспериментальные исследования в целом показали возможность использования индукционного нагрева для очистки ближней (приквацинной) зоны пласта от АСПО.
3. Выполнено сравнение результатов численных расчетов и экспериментальных исследований. Установлено, что различие расчетной и фактической температуры в пласте не превышает 20 %, в этой связи предложенная математическая модель может быть использована для оценки области разогрева пласта, обусловленного индукционным нагревом обсадной колонны в скважине.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // *Petroleum Science*. – 2019. – Vol. 16. – P. 619–631. DOI: 10.1007/s12182-019-0309-7
2. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов, В.П. Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // *Нефтяное хозяйство*. – 2006. – № 3. – С. 48–49.
3. Ляпин А.Ю., Астахов А.В., Михалёв Ю.П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2017. – Т. 7. – № 6. – С. 28–35.
4. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock / A. G. Safiulina, D.A. Ibragimova, L.R. Baibekova, R.R. Soldatova, S.M. Petrov, N.Y. Bashkirtseva // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. – 2018. – Vol. 53. – № 6. – P. 897–904. DOI: 10.1007/s10553-018-0879-x.
5. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Исследование реологических свойств нефти в процессе образования органических отложений // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 6. – 157–166. DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3573.

6. Research progress and discussion of waxy crude pour point depressants: a mini review / Z. Sun, J. Zhang, G. Jing, Y. Liu, S. Liu // *Recent Innovations in Chemical Engineering*. – 2020. – Vol. 13. – № 4. – P. 323–331.
7. Research on dynamic prediction model of wax deposition in wellbore / J. Deng, Z. Gao, W. He, Zh. Bai, Y. Meng, N. Lai // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. – 2023. – Vol. 59. – P. 182–191. DOI: 10.1007/s10553-023-01515-7.
8. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Vol. 9. – № 3. – P. 2091–2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x.
9. Prediction of wax disappearance temperature by intelligent models / X.-Q. Bian, J.-H. Huang, Y. Wang, Y.-B. Liu, D.T. Kaushika Kasthuriarachchi, L.-J. Huang // *Energy and Fuels*. – 2019. – Vol. 33. – № 4. – P. 2934–2949. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b04286.
10. Akinyemi O.P., Udonne J.D., Oyedeko K.F. Study of effects of blend of plant seed oils on wax deposition tendencies of Nigerian waxy crude oil // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 161. – P. 551–558. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.017.
11. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines / M.M. El-Dalatony, B.H. Jeon, E.S. Salama, M. Eraky, W.B. Kim, J. Wang, T. Ahn // *Energies*. – 2019. – Vol. 12. – № 6. – P. 967–989. DOI: 10.3390/en12060967.
12. Investigation on the mechanism of wax deposition inhibition induced by asphaltenes and wax inhibitors / F. Yang, H. Zhu, Ch. Li, B. Yao, F. Wang, J. Chen, G. Sun // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 204. – P. 109723. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108723.
13. Уразаков К.Р., Макарова Т.Г., Борисов А.О. Влияние геометрии струйного эжектора на подачу насосной установки // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 214–222. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4344
14. Липаев А.А., Трофимов Д.Е. Методы депарафинизации нефтяных скважин // *Управление техносферой*. – 2018. – Т. 1. – Вып. 4. – С. 372–386.
15. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Мухарямова Г.И. Исследования влияния высокочастотного, сверхчастотного электромагнитного и теплового видов воздействия на свойства ярегской и девонской нефтей // *Вестник Тюменского государственного университета // Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. – 2021. – Т. 7. – № 4. – С. 10–26. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-10-26.
16. Халилова Г.А. Технология тепловых и химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и их эффективность // *Инновационные научные исследования*. – 2021. – № 5-2 (7). – С. 80–86. DOI: 10.5281/zenodo.5041024.
17. Гильманов А.Я., Родионова А.В., Шевелёв А.П. Расчет забойных параметров теплоносителя при его движении по стволу наклонно-направленной скважины с учетом структуры потока // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 8. – С. 121–128. DOI: 10.18799/24131830/2023/8/4032.
18. Nonisothermal fluid flow in a well during induction heating of the casing string / F.F. Davletshin, R.Z. Akchurin, R.F. Sharafutdinov, D.F. Islamov // *Fluid Dynamics*. – 2023. – Vol. 58. – № 4. – P. 586–597. DOI: 10.1134/S0015462823600505.
19. Ладин П.А., Шилов А.А., Хакимов Т.Г. Увеличение дебита нефтяных скважин с применением индукционных высокочастотных нагревателей // *Нефтяное хозяйство*. – 2001. – № 12. – С. 73–74.
20. Технология активной термометрии для решения экологических задач на месторождениях нефти и газа / А.Ш. Рамазанов, Д.В. Космылин, Р.З. Акчурин, Ф.Ф. Давлетшин, Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, И.Г. Низаева // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2024. – № 3 (387). – С. 57–62.
21. Исследование теплового поля в скважине при заколонном движении жидкости в процессе индукционного воздействия / Ф.Ф. Давлетшин, А.Ш. Рамазанов, Р.З. Акчурин, Р.Ф. Шарафутдинов, Д.Ф. Исламов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 153–164. DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3896.
22. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2017. – 114 с.
23. Вержбицкий В.М. Основы численных методов. – М.: Высшая школа, 2002. – 840 с.
24. Temperature field in a well with casing induction heating: considering the natural convection influence / R.Z. Akchurin, F.F. Davletshin, D.F. Islamov, R.A. Valiullin, R.F. Sharafutdinov // *Thermophysics and Aeromechanics*. – 2023. – Vol. 30. – P. 487–498. DOI: 10.1134/S0869864323030083.
25. Determination of geothermal temperature and temperature gradient via measurements in the production well sump / A.Sh. Ramazanov, E.M. Chekhonin, R.Z. Akchurin, G.R. Vakhitova, R.A. Valiullin, Yu.A. Popov // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 229. – № 4. – P. 212163. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212163.

Информация об авторах

Денис Владимирович Космылин, старший преподаватель кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологий, Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. kosmylindenis@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0001-9260-0200>

Владимир Яковлевич Федотов, старший преподаватель кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологий, Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32; fedotovgf@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0005-0118-4790>

Филлус Фанизович Давлетшин, кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологий, Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. felix8047@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7532-1437>

Рамиль Фаизырович Шарафутдинов, доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологий, Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. gframil@inbox.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6980-8364>

Рим Абдуллович Валиуллин, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики Уфимского университета науки и технологий, Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. val-rageo@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3705-8260>

Поступила в редакцию: 01.08.2024

Поступила после рецензирования: 19.09.2024

Принята к публикации: 21.04.2025

REFERENCES

1. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, pp. 619–631. DOI: 10.1007/s12182-019-0309-7.
2. Kayumov M.Sh., Tronov V.P., Guskov I.A., Lipaev A.A. The account of asphalt-tar-paraffin deposits formation features at a late stage of development of petroleum deposits. *Oil industry*, 2006, no. 3, pp. 48–49. (In Russ.)
3. Lyapin A.Y., Astakhov A.V., Mikhalyov Yu.P. Study of the wax crystallization temperature in oil in order to reduce the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Science and technology of pipeline transportation of oil and petroleum products*, 2017, vol. 7, no. 6, pp. 28–35. (In Russ.)
4. Safiulina A.G., Ibragimova D.A., Baibekova L.R., Soldatova R.R., Petrov S.M., Bashkirtseva N.Y. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2018, vol. 53, no. 6, pp. 897–904. DOI: 10.1007/s10553-018-0879-x.
5. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Investigation of rheological properties of oil during the formation of wax deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 157–166. (In Russ) DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3573.
6. Sun Z., Zhang J., Jing G., Liu Y., Liu S. Research progress and discussion of waxy crude pour point depressants: a mini review. *Recent Innovations in Chemical Engineering*, 2020, vol. 13, no. 4, pp. 323–331.
7. Deng, J., Gao, Z., He, W., Bai Zh., Meng Y., Lai N. Research on dynamic prediction model of wax deposition in wellbore. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2023, vol. 59, pp. 182–191. DOI: 10.1007/s10553-023-01515-7.
8. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of petroleum exploration and production technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x.
9. Bian X.-Q., Huang J.-H., Wang Y., Liu Y.-B., Kaushika Kasthuriarachchi D.T., Huang L.-J. Prediction of wax disappearance temperature by intelligent models. *Energy and Fuels*, 2019, vol. 33, no. 4, pp. 2934–2949. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b04286.
10. Akinyemi O.P., Udonne J.D., Oyedeko K.F. Study of effects of blend of plant seed oils on wax deposition tendencies of Nigerian waxy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 161, pp. 551–558. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.017.
11. El-Dalatony M.M., Jeon B.H., Salama E.S., Eraky M., Kim W.B., Wang J., Ahn T. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines. *Energies*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 967–989. DOI: 10.3390/en12060967.
12. Yang F., Zhu H., Li Ch., Yao B., Wang F., Chen J., Sun G. Investigation on the mechanism of wax deposition inhibition induced by asphaltenes and wax inhibitors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, pp. 109723. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108723.
13. Urazakov K.R., Makarova T.G., Borisov A.O. Effect of jet ejector geometry on the supply of a pumping unit preventing wax-deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 6, pp. 214–222. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4344.
14. Lipaev A.A., Trofimov D.E. Methods of deparaffination of oil wells. *Management of the technosphere*, 2018, vol. 1, no. 4, pp. 372–386. (In Russ.)
15. Kovaleva L.A., Zinnatullin R.R., Mukharyamova G.I. Research on the influence of high-frequency, super-high-frequency electromagnetic and thermal effects on the properties of yaregskaya and devonian petroleum. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 7, no. 4 (28), pp. 10–26. (In Russ.) DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-10-26.
16. Khalilova G.A. Technology of thermal and chemical methods of combating asphalt-resol-paraffin deposits and their efficiency. *Innovative scientific research*, 2021, no. 5-2 (7), pp. 80–86. (In Russ.) DOI: 10.5281/zenodo.5041024.
17. Gilmanov A.Ya., Rodionova A.V., Shevelev A.P. Calculation of the bottom-hole parameters of the heat carrier during its movement along the wellbore of a directional well considering the flow structure. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 8, pp. 121–128. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/8/4032
18. Davletshin F.F., Akchurin R.Z., Sharafutdinov R.F., Islamov D.F. Nonisothermal fluid flow in a well during induction heating of the casing string. *Fluid Dynamics*, 2023, vol. 58, no. 4, pp. 586–597. DOI: 10.1134/S0015462823600505.
19. Ladin P.A., Shilov A.A., Khakimov T.G. Increasing the flow rate of oil wells using induction high-frequency heaters. *Oil industry*, 2001, no. 12, pp. 73–74. (In Russ.)
20. Ramazanov A.Sh., Kosmylin D.V., Akchurin R.Z., Davletshin F.F., Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Nizaeva I.G. Active thermometry technology for solving environmental problems in oil and gas fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2024, no. 3 (387), pp. 57–62. (In Russ.)
21. Davletshin F.F., Ramazanov A.Sh., Akchurin R.Z., Sharafutdinov R.F., Islamov D.F. Investigation of thermal field in a well under fluid movement under induction impact. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 153–164. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3896.

22. Ramazanov A.Sh. *Theoretical foundations of borehole thermometry*. Ufa, Bashkir State University, 2017. 114 p. (In Russ.)
23. Verzhbitsky V.M. *Fundamentals of numerical methods*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2002. 840 p. (In Russ.)
24. Akchurin R.Z., Davletshin F.F., Islamov D.F., Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F. Temperature field in a well with casing induction heating: considering the natural convection influence. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2023, vol. 30, pp. 487–498. DOI: 10.1134/S0869864323030083.
25. Ramazanov A.Sh., Chekhonin E.M., Akchurin R.Z., Vakhitova G.R., Valiullin R.A., Popov Yu.A. Determination of geothermal temperature and temperature gradient via measurements in the production well sump. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 229, no. 4, pp. 212163. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212163.

Information about the authors

Denis V. Kosmylin, Senior Lecturer, Ufa University of Science and Technology, 32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russian Federation. kosmylindenis@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0001-9260-0200>

Vladimir Ya. Fedotov, Senior Lecturer, Ufa University of Science and Technology, 32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russian Federation. fedotovgf@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0005-0118-4790>

Filyus F. Davletshin, Cand. Sc., Senior Lecturer, Ufa University of Science and Technology, 32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russian Federation. felix8047@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7532-1437>

Rim A. Valiullin, Dr. Sc., Professor, Head of the Department, Ufa University of Science and Technology, 32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russian Federation. valrageo@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3705-8260>

Ramil F. Sharafutdinov, Dr. Sc., Professor, Ufa University of Science and Technology, 32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russian Federation. gframil@inbox.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6980-8364>

Received: 01.08.2024

Revised: 19.09.2024

Accepted: 21.04.2025