

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ YEGBATA НА ЮГО-ЗАПАДЕ НИГЕРИИ

Д.Г. Антониади¹, Нвизуг-Би Лейи Клуверт¹, С.В. Усатиков^{1,2}

(¹Кубанский государственный технологический университет, ²Кубанский государственный университет)

Мировая тенденция снижения объемов извлечения нефти на эксплуатируемых нефтегазовых месторождениях актуализирует необходимость разработки трудноизвлекаемых источников углеводородного сырья, в первую очередь природных битумов. Целью работы являлось создание комплексной технологии добычи нефтяных битумов из нетрадиционных запасов полезных ископаемых Нигерии, представленных на юго-западе страны в виде нефтяного песка и нефтяного битума, образующих пояс из битуминозной нефти, охватывающий около 120 км. Проведены моделирование и расчет следующих этапов предлагаемой технологии: 1-й этап – электронагрев на забое горизонтальной скважины флюидов пласта из тяжелых углеводородов, песка и глины; 2-й этап – нагнетание под давлением в пласт горячей воды с добавками поверхностно-активного вещества (ПАВ) в сочетании с электронагревом пласта и первичная добыча нефти по двухточечной схеме; 3-й этап – воздействие ПАВ и нагрева на реологические характеристики флюидов в пласте; 4-й этап – добыча нефти после нагрева пласта, нагнетания воды с добавками ПАВ и изменения ими реологии флюидов. Модель основана на теории теплопроводности и двухфазной (нефть и вода) трехкомпонентной (нефть, вода и водный раствор активной примеси ПАВ) неизотермической фильтрации несжимаемых не смешивающихся вязкопластических жидкостей в недеформируемом пористом теле (вязкопластичная нефть с предельным градиентом давления по реологической модели вязкопластической среды Бингама – Шведова).

Предложено приближенное аналитическое решение краевых задач модели для каждого этапа. Рассмотрена добыча нефти из системы нагнетательных и добывающих скважин. Выполнены расчетные оценки квазистационарного дебита и потенциальной продуктивности добывающей горизонтальной скважины в зависимости от концентрации предлагаемого ПАВ и температуры на основе обобщенной формулы Дюпюи для плоскорадиального притока несжимаемой вязкопластичной жидкости в недеформируемой пористой среде к идеальной скважине. Определены оптимальные для повышения дебита термическое воздействие на пласт и необходимое дополнительное воздействие на пласт закачиванием ПАВ, обеспечивающим требуемое водосодержание в пласте для воздействия ПАВ.

Ключевые слова: активные примеси; термический нагрев; битуминозная нефть; дебит и потенциальная продуктивность добывающей горизонтальной скважины.

DOI: 10.30713/0207-2351-2019-12(612)-17-27

TECHNOLOGY OF YEGBATA BITUMINOUS OIL DEVELOPMENT IN THE SOUTH-WEST OF NIGERIA

D.G. Antoniadis¹, Nwizug-bee Leyii Kluivert¹, S.V. Usatikov^{1,2}

(¹Kuban State Technological University, ²Kuban State University)

The global downward trend in oil recovery at operated oil and gas fields actualizes the need to develop hard-to-recover sources of hydrocarbons, primarily natural bitumen. The aim of the work was to create a comprehensive technology for oil bitumen extraction from unconventional mineral reserves of Nigeria, located in the south-west of the country in the form of oil sand and oil bitumen, forming a belt of bituminous oil, covering about 120 km. The simulation and calculation of the following stages of the proposed technology were carried out: Stage 1 – electric heating at the bottom of a horizontal well of formation fluids from heavy hydrocarbons, sand and clay; Stage 2 – injection under pressure into the reservoir of hot water with the addition of a surfactant in combination with electric heating of the reservoir and primary production two-point oil; Stage 3 – the effect of surfactants and heating on the rheological characteristics of the fluids in the reservoir; Stage 4 – oil production after heating the reservoir, injecting water with surfactant additives and changing their fluid rheology.

The model is based on the theory of thermal conductivity and a two-phase (oil and water) three-component (oil, water and aqueous solution of an active surfactant mixture) non-isothermal filtration of incompressible immiscible viscous-plastic fluids in a non-deformable porous body (viscous-plastic oil with a limiting pressure gradient according to the rheological model of the Bingham – Shvedov viscous-plastic medium).

An approximate analytical solution of the boundary value problems of the model for each stage is proposed. The oil production from the system of injection and producing wells is considered. Calculation estimates of the quasi-stationary flow rate and potential productivity of the producing horizontal well are made depending on the concentration of the proposed surfactant and temperature based on the generalized Dupuis formula for the radial inflow of an incompressible viscous-plastic fluid in a non-deformable porous medium to an ideal well. The optimal thermal impact on the formation and the necessary additional impact on the formation by injection of a surfactant, providing the required water content in the reservoir for the impact of surfactants to increase the flow rate were determined.

Keywords: active impurities; thermal heating; bituminous oil; production rate and potential productivity of a producing horizontal well.

Введение

Актуальным направлением являются исследования по разработке технологических решений и освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов битуминозных месторождений в Федеративной Республике Нигерии. Мировая тенденция снижения объемов извлечения нефти на эксплуатируемых нефтегазовых месторождениях у большинства добывающих стран, включая Нигерию, приводит к необходимости разработки трудноизвлекаемых источников углеводородного сырья, в первую очередь природных битумов. По экспертным оценкам, битуминозные залежи углеводородного сырья в Нигерии достигают 38 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте. Битуминозные залежи расположены на юго-западе страны, представлены нефтяным песком и нефтяным битумом, образуют пояс из битуминозной нефти, охватывающий около 120 км. С 1908 г. до настоящего времени этот трудноизвлекаемый ресурс остается не разработанным на коммерческой основе, несмотря на сырьевую потребность нефтеперерабатывающих заводов и возрастающие объемы строительства дорог в Нигерии.

Высоковязкая нефть является важным источником углеводородов, общее количество тяжелой нефти по всему миру составляет примерно 10 трлн баррелей, что почти в 3 раза больше традиционной нефти в мире. Из-за высокой вязкости и сопротивления течению в нефтяных резервуарах тяжелую нефть невозможно добывать обычными способами. Термические методы извлечения высоковязкой нефти являются наиболее эффективными способами, так как направлены на снижение вязкости для увеличения мобильности нефти. Многочисленные исследования показали [1–18], что вязкость тяжелой нефти обычно сильно варьируется при различных производственных процессах, таких как термический или воздействия технологических жидкостей. В работах [1–11] предложено использовать активную примесь поверхностно-активного вещества (ПАВ), улучшающую условия добычи нефти с ростом концентрации ПАВ в водном растворе – вязкость воды и нефти уменьшается с ростом температуры, но с ростом концентрации ПАВ в водном растворе вязкость воды растет, а вязкость нефти падает. При этом отмечено, что с ростом температуры падает проницаемость пласта, включающего тяжелые углеводороды, песок и глину, это приводит к ухудшению условий добычи нефти. Определены этапы технологии разработки битуминозной нефти месторождения Yegbata.

В работах [12–18] установлено, что с уменьшением температуры увеличивается не только вязкость, но и реологическое поведение тяжелой нефти становится неньютоновским. Неньютоновский характер течения является одной из важнейших особенностей разработки высоковязкой нефти. Нарушение линейности закона фильтрации связано с высокомолекулярными компонентами. Для того, чтобы превращать неньютоновскую нефть в ньютоновскую, требуется разрушать высокомолекулярные компоненты, которые тесно связаны с

предельным градиентом давления и вязкостью – уменьшение предельного градиента давления приводит к уменьшению высокомолекулярных компонентов высоковязкой нефти. В работах [19–30] приведены результаты гидродинамического моделирования и влияния на продуктивный пласт факторов температуры и полимерного заводнения.

В данной статье приводятся результаты моделирования и расчета следующих этапов предлагаемой технологии:

1 – электронагрев на забое горизонтальной скважины флюидов пласта, состоящего из тяжелых углеводородов, песка и глины;

2 – нагнетание под давлением в пласт горячей воды с добавками ПАВ в сочетании с электронагревом пласта и первичная добыча нефти по двухточечной схеме;

3 – воздействие ПАВ и нагрева на реологические характеристики флюидов в пласте;

4 – добыча нефти после нагрева пласта, нагнетания воды с добавками ПАВ и изменения реологии флюидов.

Предложено приближенное аналитическое решение краевых задач модели для каждого этапа. Рассмотрена добыча нефти из системы нагнетательных и добывающих скважин, выполнены расчетные оценки квазистационарного дебита и потенциальной продуктивности добывающей горизонтальной скважины в зависимости от концентрации предлагаемого ПАВ и температуры.

1. Модель этапа 1 технологии промышленного извлечения битуминозной нефти – электронагрев из горизонтальной скважины флюидов пласта

1.1. Исходные данные и уравнения

Для моделирования этапа 1 предлагаемой технологии промышленного извлечения битуминозной нефти рассмотрим температурную задачу в системе координат $Oxyz$ (рис. 1) в зависимости от времени t , где среда представлена тремя областями с плоскими границами раздела $y = h$ и $y = -h$, перпендикулярными оси y . Первая и вторая области непроницаемы (пористость $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0$), средняя область Ω толщиной $2h$ является пористой (т. е. пласт со средней пористостью ε занимает область $-h < y < h$).

В описании температурной задачи примем следующие допущения: пористый пласт и породы, окружающие пласт, считаются однородными и анизотропными по теплофизическим свойствам. Пренебрегаем конвективным теплообменом в пласте; температуры скелета и флюида в пласте считаются одинаковыми $T = T(x, y, z, t)$. Вследствие объемного джоулева тепловыделения q_w , Вт/м³ (вдоль оси z горизонтальной скважины), происходит разогрев пласта и прилегающих горных пород. Если проводник с током I имеет радиус r_n , длину L и общее сопротивление $R = R_{уд} \cdot L / S$, где $S = \pi \cdot r_n^2$ – площадь поперечного сечения проводника; $R_{уд}$ – удельное электрическое сопротивление материала проводника, Ом·м²/м, то общее джоулево тепловыделение $R \cdot I^2 = q_w \cdot L \cdot \pi \cdot r_n^2$, т. е. объемное $q_w = R_{уд} / S^2$.

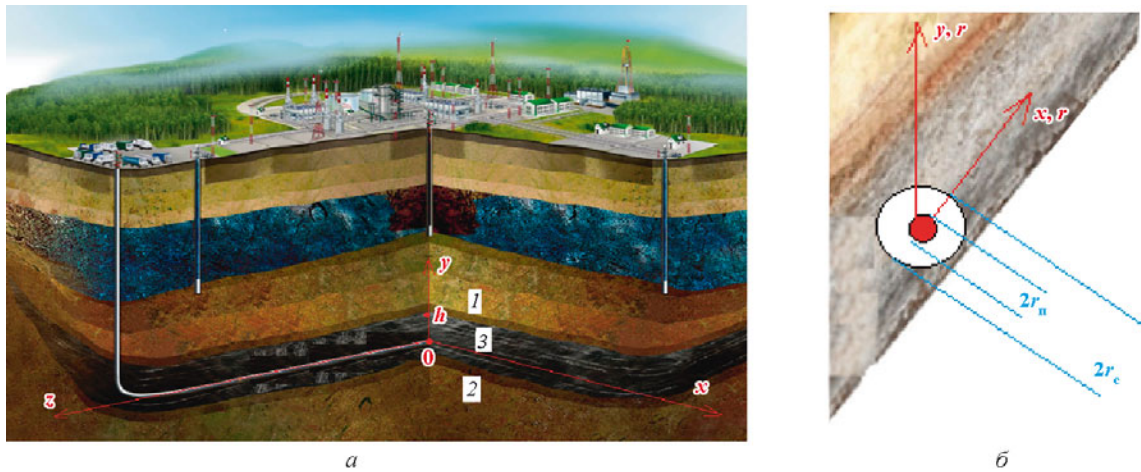


Рис. 1. Нефтеносный пласт на глубине 750 м, размером 50 км×10 км; толщина пласта $2h = 20...30$ м; радиус горизонтальной скважины $r_c = 0,1$ м; длина скважины $L = 500$ м (а).

Поперечное сечение скважины с нагревателем и ось Ox полярной системы координат $r = \sqrt{x^2 + y^2}$, по оси z горизонтальной скважины объемное джоулево тепловыделение q_w , Вт/м³, в проводнике радиусом $r_n = 0,02...0,03$ м (б)

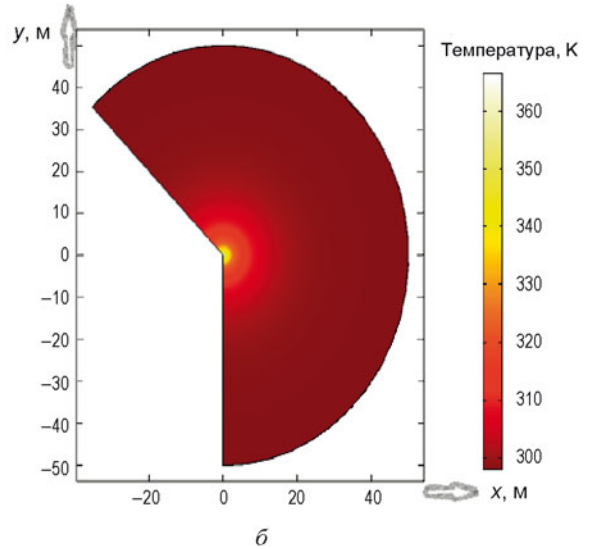
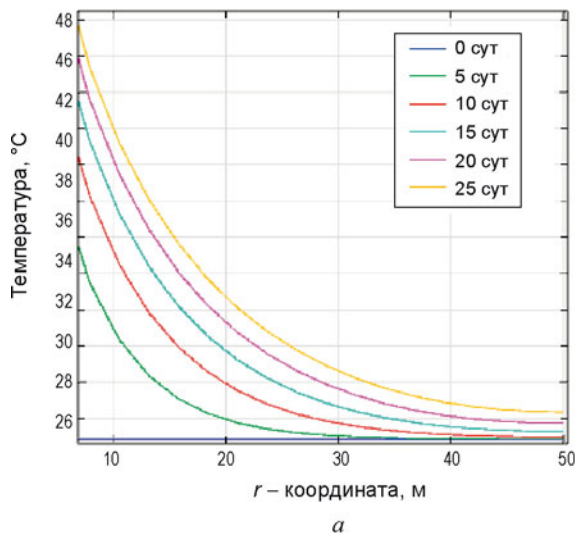


Рис. 2. Расчеты распределения температуры в пласте в COMSOL Multiphysics, модуль Heat Transfer in Porous Media: а – в зависимости от времени (каждые 5 сут до 30 сут) и расстояния от скважины (до 50 м); б – в сечении Oxy пласта через 7 сут

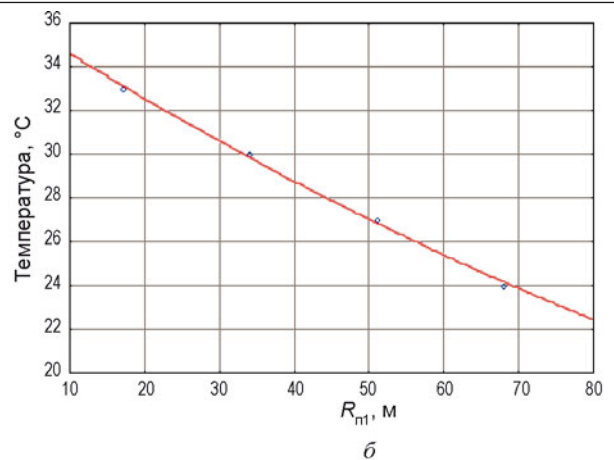
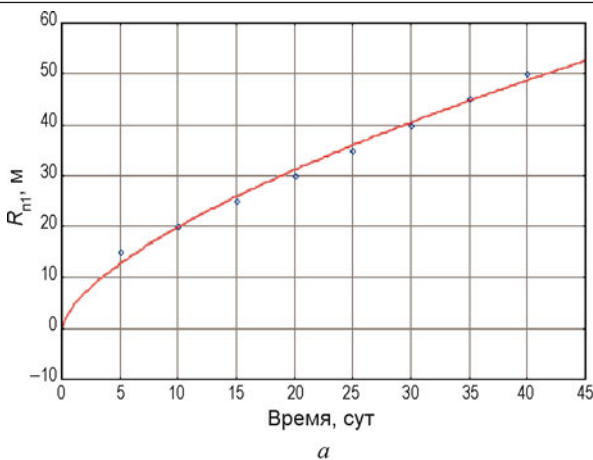


Рис. 3. Оценка зависимости радиуса R_{n1} прогрева флюидов пласта вокруг скважины от длительности этапа 1 (а); температуры T_{n1} прогрева зоны радиуса R_{n1} вокруг скважины (б)

Тогда процесс нагрева пласта и прилегающих пород описывается 3D-уравнением теплопроводности с объемными источниками. Если рассматривать только начальные стадии нагрева – вблизи оси z скважины, то можно считать сечение Oxy осесимметричным полупространством (см. рис. 1, б) с поверхностным тепловым потоком в это полупространство $q_s = R_{уд} \cdot P \cdot 1/(\pi \times r_p^2)/(2\pi r_p)$, Вт/м², где $R_{уд}$ – удельное сопротивление вещества проводника, Ом·м²/м. Примем для пласта и окружающих пород плотность, теплоемкость, теплопроводность λ и температуропроводность a постоянными. Тогда 3D-уравнение теплопроводности можно свести к приближенному квазиодномерному осесимметричному уравнению в полярной системе координат $r = \sqrt{x^2 + y^2}$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (1)$$

с начальным условием при $t = 0$

$$T(r, 0) = T_0 \quad (2)$$

и граничными условиями

$$\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=r_p} = q_s = \frac{R_{уд} \cdot P^2}{2\pi^2 r_p^3};$$

$$\frac{\partial T}{\partial r} \xrightarrow{r \rightarrow \infty} 0; \quad T(r, t) \xrightarrow{r \rightarrow \infty} T_0, \quad (3)$$

где $\lambda = \lambda_{ск} [1 - \varepsilon] + \lambda_{фл} \cdot \varepsilon$; $a = \frac{\lambda}{\rho_{ск} c_{ск} [1 - \varepsilon] + \rho_{фл} \cdot c_{фл} \cdot \varepsilon}$ – теплопроводность и температуропроводность пласта, Вт/(м·К); ρ , c – плотность и теплоемкость скелета и флюида, коллектора, соответственно индексам; ε – пористость; λ – теплопроводность скелета, флюида, коллектора.

Для месторождения Yegbata Bitumen известны следующие характеристики [1–18, 31–37]. Температура пласта $T_{пл} = 25$ °С; эффективная пористость $\varphi = 26,4$ %; средняя пористость $\varepsilon = 33$ %; давление $P_{пл} = 11$ МПа.

Для этапа 1, при пластовых температуре и давлении $T_{пл}$ и $P_{пл}$: $\rho_{ск} = 1500$ кг/м³ – плотность скелета пористой породы пласта; $c_{ск} = 2,50$ Дж/(кг·К) – теплоемкость скелета пористой породы пласта; $\lambda_{ск} = 0,70$ Вт/(м·К) – теплопроводность скелета пористой породы пласта; $\rho_{фл} = 993,2$ кг/м³ – плотность флюида пласта; $c_{фл} = 1,88$ Дж/(кг·К) – теплоемкость флюида пласта; $\lambda_{фл} = 0,47$ Вт/(м·К) – теплопроводность флюида пласта; $\rho_{кл} = 1502$ кг/м³ – плотность горных пород коллектора; $c_{кл} = 2,269$ Дж/(кг·К) – теплоемкость горных пород коллектора; $\lambda_{кл} = 0,357$ Вт/(м·К) – теплопроводность горных пород коллектора; $k = 138$ мД – коэффициент проницаемости пласта (горной породы); $Q_{Пав} = 0,022$ м³/с – массовый дебит закачиваемого в пласт раствора ПАВ; $P_{скв} = 20$ МПа – давление на забое скважины; $\psi = 10^2$ м²/с – коэффициент пьезопроводности, характеризует скорость перераспределения давления в пласте; $B = 0,39 \cdot 10^{-3}$ К⁻¹ – коэффициент объемного расширения (для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия). Проводник с током $I = 9$ А; $R_{уд} = 1,35 \cdot 10^{-6}$ Ом·м – удельное электрическое сопротивление материала проводника.

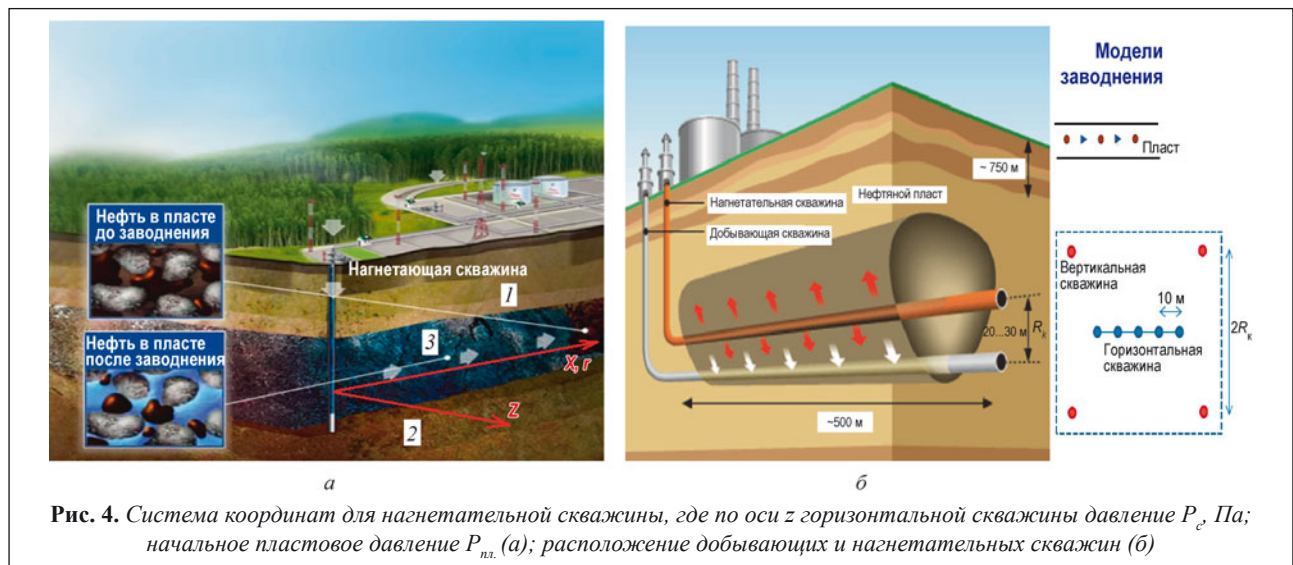
Решение краевой задачи (1)–(3) возможно приближенно аналитически, если в сечении Oxy ось Ox считать направленной в полупространство (см. рис. 1, б) с поверхностным тепловым потоком в это полупространство: $q_s = R_{уд} \cdot P \cdot 1/(\pi r_p^2)/(2\pi r_p)$. Для пласта, если пренебречь его теплообменом с породами и считать его плотность, теплоемкость и теплопроводность постоянными константами, температура T вдоль оси Ox в зависимости от времени t имеет вид [25–30, 37]:

– при переменном во времени $q_s(t)$

$$T(x, t) = T_0 + \sqrt{\frac{a}{\pi}} \int_0^t e^{-\frac{x^2}{4a(t-\tau)}} \frac{q_s(\tau)}{\lambda \sqrt{t-\tau}} d\tau; \quad (4)$$

– постоянном по времени q_s

$$T(x, t) = T_0 + \frac{q_s}{\lambda} \sqrt{\frac{a}{\pi}} \int_0^t e^{-\frac{x^2}{4a(t-\tau)}} \frac{1}{\sqrt{t-\tau}} d\tau, \quad (5)$$



где $a = \frac{\lambda_{\text{ск}} [1 - \varepsilon] + \lambda_{\text{фл.}} \varepsilon}{\rho_{\text{ск}} c_{\text{ск}} [1 - \varepsilon] + \rho_{\text{фл.}} c_{\text{фл.}} \varepsilon}$ – температуропроводность пласта. Сравнение приближенного решения (5) с численным решением (1)–(3) в пакете COMSOL Multiphysics, модуль Heat Transfer in Porous Media, (рис. 2 и 3) показывает отличия в 10...20 %.

1.2. Оценка радиуса $R_{\text{пл}}$ прогрева флюидов пласта вокруг скважины

Целями расчетов по (1)–(3) или (4)–(5) являются получение температурного поля пласта $T_{\text{этан1}}(r) = T(r, t = t_{\text{этан1}})$ в конце времени $t = t_{\text{этан1}}$ этапа нагрева (см. рис. 2); а также оценка радиуса $R_{\text{пл}}$ прогрева флюидов пласта вокруг скважины со средней температурой $T_{\text{пл}}$.

Тяжелая нефть из вязкопластичной жидкости заменяется ньютоновской жидкостью при температуре, которая называется температурой перегиба $T_{\text{и}}$ (inflection temperature). Если $T_{\text{пл}} < T_{\text{и}}$, то необходимо применять модель неньютоновской жидкости – вязкопластичной жидкости с предельным градиентом давления по реологической модели Бингама – Шведова.

По рис. 3 можно провести оценки: на 5-е сут радиус $R_{\text{пл}} = 15$ м прогрева флюидов пласта вокруг скважины со средней температурой $T_{\text{пл}} = 31$ °C; на 7-е сут радиус $R_{\text{пл}} = 17$ м прогрева флюидов пласта вокруг скважины со средней температурой $T_{\text{пл}} = 33$ °C. Длительность этапа 1 установим в 7 сут, так как пласт прогревается почти на 10 °C по всей толщине.

2. Модель этапа 2 – нагнетание под давлением в пласт горячей воды с добавками ПАВ в сочетании с электротермическим нагревом пласта и первичная добыча нефти по двухточечной схеме

2.1. Двухфазная (нефть и вода) трехкомпонентная (нефть, водный раствор активной примеси ПАВ) неизотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся вязкопластических жидкостей в недеформируемом пористом теле

Моделью этапа 2 является двухфазная (нефть и вода) трехкомпонентная (нефть, вода и водный раствор активной примеси ПАВ) неизотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся вязкопластических жидкостей в недеформируемом пористом теле. Адсорбцией и химическими превращениями ПАВ пренебрегаем, концентрацию в воде ПАВ обозначим C . На этапе 2 влияние ПАВ не учитывается, т. е. принята концентрация $C = C(x, y, z, t) = 0$. Рассмотрим задачу о нагнетании в пласт горячего водного раствора активной примеси в системе координат $Oxyz$ (рис. 4) в зависимости от времени t , где среда представлена тремя областями с плоскими границами раздела $y = -h$ и $y = h$, перпендикулярными оси y . Первая и вторая области непроницаемы (пористость $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0$), средняя область толщиной $2h$ является пористой, т. е. пласт с эффективной пористостью ϕ занимает область $-h < y < h$. Примем следующие предположения: обе фазы несжимаемы, т. е. плотности ρ_1 и ρ_2 – постоянные (индексы "1" – вода, "2" – нефть); отсутствует массоперенос между

фазами; пористость ϕ постоянна. Сумма относительных насыщенностей (воды и нефти) равна единице $s_1 + s_2 = 1$, ниже за относительную насыщенность будем принимать водонасыщенность s_1 и обозначать её через $\sigma = \sigma(x, y, t)$.

Законы сохранения массы и энергии (теплопроводностью пласта пренебрегаем) [25–30]

$$\begin{cases} \phi \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \text{div}(\vec{u}_1) = 0 \\ -\phi \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \text{div}(\vec{u}_2) = 0 \\ \frac{\partial (c_{\text{эф.}} T)}{\partial t} + \text{div}(T \rho_1 c_1 \vec{u}_1 + T \rho_2 c_2 \vec{u}_2) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

с соответствующими начальными и граничными условиями, где \vec{u}_i – векторное поле скорости i -й фазы ($i = 1$ – вода, $i = 2$ – нефть); $c_{\text{эф.}} = (1 - \varepsilon)c_0 \rho_0 + \varepsilon c_1 \rho_1 \sigma + \varepsilon c_2 \rho_2 (1 - \sigma)$ – эффективная теплоемкость пласта; c_0 , c_1 и c_2 – удельные теплоемкости пористой среды, первой и второй фаз, соответственно, которые считаем постоянными; ρ_0 – плотность породы пористой среды.

Закон сохранения импульса для каждой i -й фазы (пренебрегаем силой тяжести) для вязкопластичной нефти с предельным градиентом давления по реологической модели вязкопластической среды Бингама – Шведова [25–30]

$$\begin{cases} \nabla P_i = \frac{-\mu_i}{k \cdot k_i(s_i, T, C)} \vec{u}_i - \gamma_i \frac{\vec{u}_i}{|\vec{u}_i|}, \quad |\vec{u}_i| > 0 \\ |\nabla P_i| < \gamma_i \quad \vec{u}_i = \vec{0}, \end{cases} \quad (7)$$

где при давлении $P_{\text{пл}}$: $\gamma_i = \gamma_i(T, C)$ – предельные градиенты давления для каждой i -й фазы (для водного раствора ПАВ принят нулевым); $k_i = k_i(s_i, T, C)$ – относительная фазовая проницаемость i -й фазы; $k = k(T, C)$ – коэффициент проницаемости пласта (горной породы); P_i и ∇P_i – парциальное давление и градиент парциального давления i -й фазы, соответственно; $\mu_i = \mu_i(T, C)$ – динамическая вязкость i -й фазы. Вид функций $k_i(s_i, T, C)$ зависит от выбранной модели среды, в гидродинамических расчетах удобно пользоваться эмпирическими зависимостями относительной фазовой проницаемости, полученными из экспериментальных данных.

Если, кроме сделанных допущений, пренебречь влиянием капиллярных сил, то в этом случае парциальные давления фаз одинаковы, т. е. $P_1 = P_2 = P$. Если необходимо учитывать влияние капиллярных сил, то предложение о равенстве парциальных давлений заменяется на следующее: разность парциальных давлений зависит от водонасыщенности, т. е. $P_1 - P_2 = P(\sigma)$, где функция $P(\sigma)$ считается известной (она зависит от свойств пористой среды и обеих фаз).

2.2. Задача о нагнетании в полубесконечный пласт горячего водного раствора активной примеси

Пусть в пласт через горизонтальную скважину с момента $t = 0$ закачивается горячая вода с раствором

ПАВ с температурой $T_{\text{вх}} = 50^\circ\text{C}$ выше пластовой $T_{\text{пл}}$ и предварительной (этап 1) зоны нагрева $T_{\text{пл}}$. Задан либо постоянный расход $Q_{\text{ПАВ}}$, $\text{м}^3/\text{с}$, либо постоянное давление в забое скважины $P_{\text{скв.}}$. Для воздействия ПАВ на флюиды при нужном водосодержании пласта $s_{\text{ПАВ}} = 0,1$ требуется $t_{\text{ПАВ}} = 3 \dots 4$ сут [1, 2]. В начальный момент давление в пласте $P_{\text{пл}}$. Если пренебречь потерями теплоты через кровлю и подошву, то радиус $R_{\text{н2}}$ фронта тепловой волны (радиус прогретой до $T_{\text{вх}}$ зоны пласта) [25–30]

$$R_{\text{н2}}(t) = \sqrt{\frac{\rho_{\text{пл}} Q_{\text{ПАВ}} t c_{\text{пл}}}{\pi L c_{\text{эф}}}}. \quad (8)$$

Сопоставим с формулой для расчета движения фронта воды r_c при двухфазном течении [25–30]

$$R_{\text{в2}}(t) = \sqrt{f'(s_c) \frac{Q_{\text{ПАВ}} t}{\pi L \phi}}, \quad (9)$$

где s_c – фронтовая водонасыщенность; f и f' – функция Бакли – Леверетта и её производная, зависящая от отношения коэффициентов вязкости воды и нефти, соответственно. На процесс заводнения также влияет величина начальной водонасыщенности s_0 , которая определяет структуру зоны вытеснения. Предположим, что первоначально пласт был насыщен нефтью и содержал лишь связанную (неподвижную) воду, а начальная водонасыщенность меньше остаточной водонасыщенности s^* . Для приближенной оценки фронтовой водонасыщенности применим соотношение [25–30]

$$s_c = \sqrt{\frac{\mu_1}{\mu_1 + \mu_2}}. \quad (10)$$

Обозначим $R(t)$ – радиус возмущенной зоны, в которой происходит фильтрация, вне этой зоны фильтрация отсутствует; с течением времени граница возмущенной области перемещается по закону $R = R(t)$, причем $R(0) = r_c$ [25–30]

$$R^2(t) \left[1 + \frac{4\pi k L \gamma}{Q_{\text{ПАВ}} \mu_2} R(t) \right] = 12\psi, \quad (11)$$

где γ и μ зависят от температуры $T_{\text{пл}}$ в зоне радиуса $R_{\text{пл}}$. При $r = r_c$ давление в скважине [25–30]

$$P_c(t) = P_{\text{пл}} + \frac{Q_{\text{ПАВ}} \mu_2}{2\pi k L} \left[\ln \frac{r_c}{R(t)} + 1 \right] - \gamma R(t). \quad (12)$$

Сравнивая радиусы $R_{\text{пл}}$, $R_{\text{н2}}(t)$, $R_{\text{в2}}(t)$ и $R(t)$, оценивается радиус прогретой зоны $R_{\text{н3}}$ (вокруг горизонтальной скважины) с фронтовой водонасыщенностью s_c . Из рис. 5 видно, что зона фильтрации расширится до радиуса $R_{\text{пл}} = 17$ м, но не может превысить значение 29 м. Нагрев от закачиваемой воды происходит очень медленно (за 45 сут радиус прогрева составляет 5,5 м), но за 17 сут заводняется зона $R_{\text{пл}} = 17$ м, причем водонасыщенность этой зоны не менее $s_c = 13,4\%$, что выше требуемой для ПАВ водонасыщенности 10 %. Таким образом, расстояния R_k между добывающей и нагнетательной скважинами (см. рис. 4, б) можно принять равным 17 м. Закачивание ПАВ оптимально при температуре

пласта $50 \dots 60^\circ\text{C}$ в течение 30 сут при расстоянии между скважинами по двухточечной схеме 17 м. Это обеспечивает требуемое водосодержание выше 10 % в пласте для воздействия ПАВ.

3. Модель этапа 3 – воздействие ПАВ и нагрева на реологические характеристики флюидов в пласте

Пусть пласт после нагнетания раствора ПАВ выдерживается не менее $t_{\text{ПАВ}} = 4$ сут при требуемой водонасыщенности не менее $s_{\text{ПАВ}}$ с содержанием реагента $C_{\text{ПАВ}}$. Результатом моделирования этапа 3 являются реологические и структурно-механические свойства нефти в зоне добычи (с радиусом R_k вокруг горизонтальной скважины): $k = k(C, T, t_{\text{ПАВ}})$; $\mu_1 = \mu_1(C, T, t_{\text{ПАВ}})$; $\mu_2 = \mu_2(C, T, t_{\text{ПАВ}})$; $\gamma = \gamma(C, T, t_{\text{ПАВ}})$. Требуемая водонасыщенность для реагирования ПАВ с нефтью $s_{\text{ПАВ}} = 0,1$, т. е. $C = \frac{\sigma}{s_{\text{ПАВ}}} C_{\text{ПАВ}}$. Температурное поле $T(x, y, t)$ определяется из (1)–(3) или (4)–(5). В зоне радиуса R_k (вокруг горизонтальной скважины) средняя температура $T_{\text{ПАВ}}$ приблизительно равна $T_{\text{вх}}$ (см. рис. 3).

Свойства нефти и водного раствора ПАВ в зоне добычи (с радиусом $R_{\text{н3}}$ вокруг горизонтальной скважины): $k = k(C_{\text{ПАВ}}, T_{\text{ПАВ}}, t_{\text{ПАВ}})$; $\mu_n = \mu_2(C_{\text{ПАВ}}, T_{\text{ПАВ}}, t_{\text{ПАВ}})$; $\mu_v = \mu_1(C_{\text{ПАВ}}, T_{\text{ПАВ}}, t_{\text{ПАВ}})$; $\gamma = \gamma(C_{\text{ПАВ}}, T_{\text{ПАВ}}, t_{\text{ПАВ}})$.

Для получения решения требуются замыкающие соотношения параметров модели: $k = k(C, T)$; $\mu_1 = \mu_1(C, T)$; $\mu_2 = \mu_2(C, T)$; $\gamma = \gamma(C, T)$; $k_1 = k_1(s_1, T, C)$; $k_2 = k_2(s_2, T, C)$.

Полученные экспериментальные данные по коэффициенту проницаемости пласта [1–11] позволили выполнить регрессионный анализ средствами пакета Statistica v. 10 и получить следующую зависимость (индекс корреляции 0,94) от температуры и содержания ПАВ в водном растворе:

$$k(C, T) = 1,47 \cdot 10^{-10} T^{-2,1475} \exp(0,13563C). \quad (13)$$

Как видно из зависимости (13), проницаемость пласта падает с ростом температуры, что ухудшает условия добычи нефти, и добавление ПАВ отчасти компенсирует это ухудшение.

С учетом экспериментальных данных [12–18] по предельному градиенту давления вязкопластических флюидов пласта выполнен регрессионный анализ средствами пакета Statistica v. 10, получена следующая зависимость (индекс корреляции 0,89) от температуры и содержания ПАВ в водном растворе:

$$\gamma(C, T) = 7857 \cdot 105 T^{-2,27694} \exp(-0,16194C). \quad (14)$$

Как видно из зависимости (14), неньютоновские свойства нефти уменьшаются с ростом температуры и концентрации ПАВ в водном растворе, что улучшает условия добычи нефти.

С учетом экспериментальных данных [1–11] по коэффициенту динамической вязкости водного раствора ПАВ и нефти выполнен регрессионный анализ средствами пакета Statistica v. 10 на основе формулы Френкеля. Получены следующие зависимости (индекс кор-

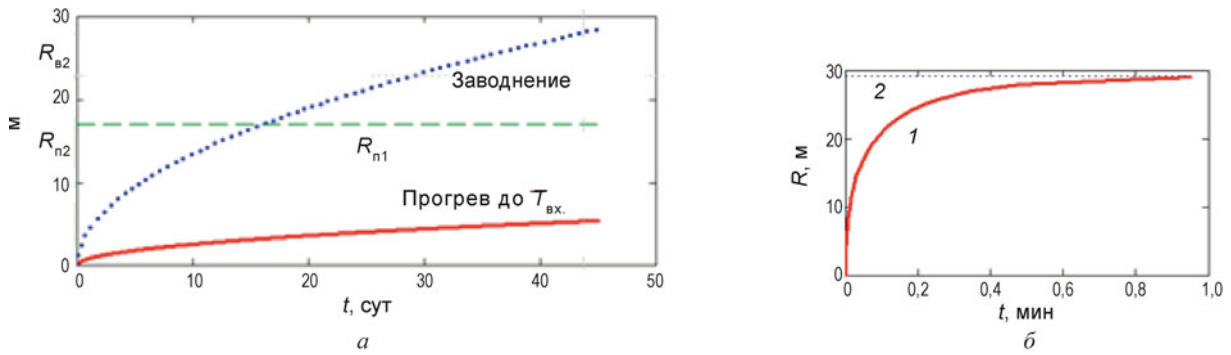


Рис. 5. Зависимости радиуса фронта заводнения и прогретой до $T_{вх.}$ зоны пласта по (8)–(10) (а); радиуса зоны фильтрации (вне которой течение отсутствует) по (11) (б) от времени при $Q_{ПВ} = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}$: 1 – расчет по (11); 2 – величина максимально возможного радиуса зоны

реляции 0,88) от температуры и содержания ПАВ в водном растворе:

– для водного раствора ПАВ, Па·с

$$\mu_1(C, T) = 3,03 \cdot 10^{-4} \exp\left(\frac{31,9283}{T}\right) \exp(0,168228C); \quad (15)$$

– нефти, Па·с

$$\mu_2(C, T) = 5,10746 \cdot 10^{-3} \exp\left(\frac{70,2362}{T}\right) \exp(-0,25714C). \quad (16)$$

Как видно из (15) и (16), вязкость водного раствора ПАВ и нефти уменьшается с ростом температуры; но с ростом концентрации ПАВ в водном растворе вязкость воды растет, а вязкость нефти падает, что улучшает условия добычи нефти.

4. Модель этапа 4 – добыча нефти после нагрева пласта, нагнетания воды с добавками ПАВ и изменения реологии флюидов

Моделью этапа 4 также является двухфазная (нефть и вода) трехкомпонентная (нефть, вода и водный раствор активной примеси ПАВ) неизотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся вязкопластических жидкостей в недеформируемом пористом теле (6), (7) с соответствующими начальными и граничными условиями. В случае 3D-краевой задачи из пяти уравнений краевой задачи и замыкающего соотношения $P(\sigma)$ необходимо определить следующие искомые функции: P_i – парциальное давление i -й фазы ($i = 1$ – вода, $i = 2$ – нефть); \vec{u}_i – векторное поле скорости i -й фазы;

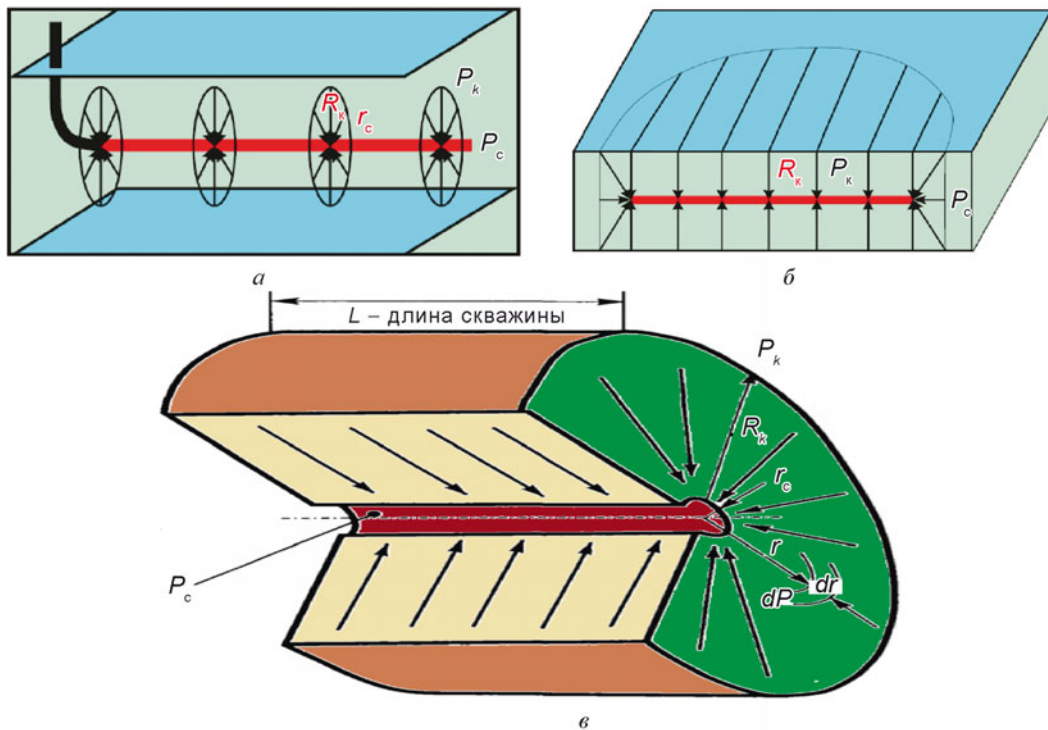
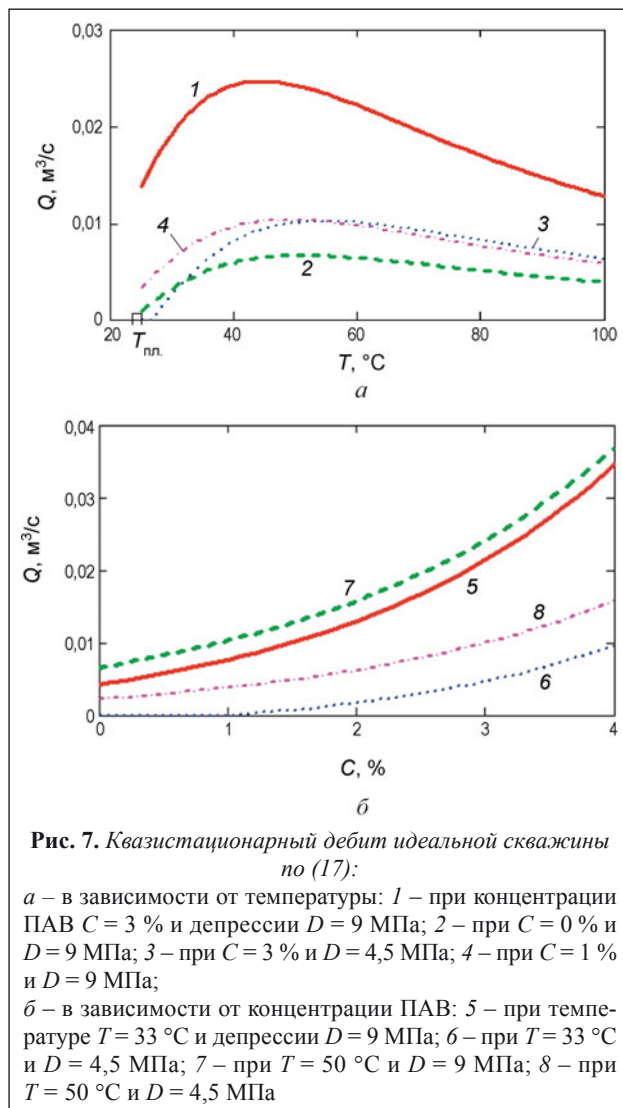


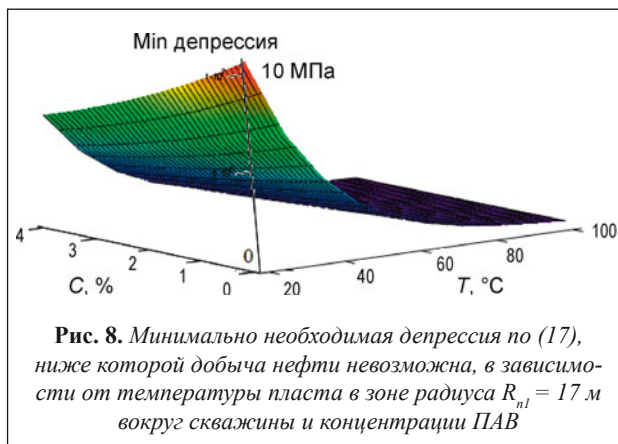
Рис. 6. Радиальный приток к добывающей скважине (а); псевдорadiaльный приток (б); к расчету дебита идеальной скважины и её потенциальной продуктивности (в)



$\sigma = \sigma(x, y, t)$ – водонасыщенность; $T = T(x, y, z, t)$ – температура скелета и флюида в пласте (считаются одинаковыми). Для получения решения требуются замыкающие соотношения параметров модели (13)–(16).

Целью расчетов по (6)–(7), (13)–(16) с соответствующими начальными и граничными условиями является оценка дебита и продуктивности добывающей горизонтальной скважины. Проведем расчет квазистационарного дебита идеальной скважины (с депрессией $D = P_{\text{скв.}} - P_{\text{пл.}}$) и ее потенциальной продуктивности следующим образом (рис. 6). Одиночная горизонтальная скважина длиной L дренирует область, ограниченную контуром питания с радиусом R_k . Рассмотрим добычу нефти из добывающей скважины из системы нагнетательных и добывающих скважин, расстояние R_k между которыми, равное радиусу $R_{\text{пл}}$ вокруг горизонтальной скважины, примем как радиус контура питания скважины. Возможные режимы течения в контуре питания показаны на рис. 6.

Постановка задачи – круговой пласт вскрыт одной совершенной скважиной радиусом r_c . От контура питания радиусом R_k в пласт поступает неньютоновская жидкость, подчиняющаяся (7). Решением задачи об



осесимметричной установившейся фильтрации неньютоновской жидкости в недеформируемом пласте является обобщение формулы Дюпюи для плоскорадиального притока несжимаемой вязкопластической жидкости в недеформируемой пористой среде к идеальной добывающей скважине [25–30]

$$Q(T, C, P_{\text{скв.}}) = \begin{cases} \frac{2\pi Lk(T, C)}{\mu_2(T, C) \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} (|D| - \gamma(T, C)R_k) & |D| > \gamma(T, C)R_k \\ 0 & 0 < |D| \leq \gamma(T, C)R_k \end{cases} \quad (17)$$

Расчеты по (17) для разных депрессий $D = P_{\text{скв.}} - P_{\text{пл.}}$ показаны на рис. 7, 8. Видно, что термическое воздействие на пласт оптимально в диапазоне $50 \dots 60\text{ }^{\circ}\text{C}$, при температуре ниже и выше условия добычи нефти ухудшаются. Таким образом, необходимо дополнительное воздействие на пласт закачиванием ПАВ, которое обеспечивает требуемое водосодержание в пласте для воздействия ПАВ.

Примерный общий объем запасов нефти вокруг скважины, подвергнутой нагреву и воздействию ПАВ, составляет $V_{\text{гео}} = \pi L R_k^2 \epsilon = 1,5 \cdot 10^5 \text{ м}^3$; ориентировочный объем запасов нефти вокруг скважины, потенциально доступный добыче, $V_{\text{возм.}} = \pi L R_k^2 \phi(1 - s^*) = 8,4 \cdot 10^4 \text{ м}^3$.

При депрессии, равной давлению пласта $P_{\text{пл.}}$, за 25 сут нефть из нагретой зоны добывается. Не следует нагревать выше $50 \dots 60\text{ }^{\circ}\text{C}$, так как дебит скважины снижается. Температура $40 \dots 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ оптимальна в зоне скважины.

Заключение

С целью создания комплексной технологии добычи нефтяных битумов из нетрадиционных запасов полезных ископаемых Нигерии, представленных на юго-западе страны в виде нефтяного песка и нефтяного битума, проведены моделирование и расчет следующих этапов предлагаемой технологии: 1 – электронагрев на забое горизонтальной скважины флюидов пласта из тяжелых углеводородов, песка и глины; 2 – нагнетание

под давлением в пласт горячей воды с добавками в сочетании с электронагревом пласта и первичная добыча нефти по двухточечной схеме; 3 – воздействие ПАВ и нагрева на реологические характеристики флюидов в пласте; 4 – добыча нефти после нагрева пласта, нагнетания воды с добавками ПАВ и изменения ими реологии флюидов. Модель основана на теории теплопроводности и двухфазной (нефть и вода) трехкомпонентной (нефть, вода и водный раствор активной примеси ПАВ) неизотермической фильтрации несжимаемых несмешивающихся вязкопластических жидкостей в недеформируемом пористом теле (вязкопластичная нефть с предельным градиентом давления по реологической модели вязкопластической среды Бингама – Шведова).

Предложено приближенное аналитическое решение краевых задач модели для каждого этапа. Рассмотрена добыча нефти из системы нагнетательных и добывающих скважин. Выполнены расчетные оценки квазистационарного дебита и потенциальной продуктивности добывающей горизонтальной скважины в зависимости от концентрации предлагаемого ПАВ и температуры на основе обобщенной формулы Дюпюи для плоскорадиального притока несжимаемой вязкопластичной жидкости в недеформируемой пористой среде к идеальной скважине. Определены оптимальные для повышения дебита термическое воздействие на пласт и необходимое дополнительное воздействие на пласт закачиванием ПАВ, обеспечивающим требуемое водосодержание в пласте для воздействия ПАВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Исследование составов для интенсификации добычи трудноизвлекаемой битуминозной нефти на юго-западе Нигерии / Л.К. Нвизуг-Би, О.В. Савенок, Ю.Н. Мойса, Д.Ю. Иванов // *Инженер-нефтяник*. – 2019. – № 1 (46). – С. 18–21.
2. Физико-химическое воздействие на образцы битуминозного керна месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии / Л.К. Нвизуг-Би, О.В. Савенок, Ю.Н. Мойса, Д.Ю. Иванов // *Нефт. хоз-во*. – 2019. – № 5. – С. 91–93.
3. Применение комбинированного способа физико-химического воздействия на образцы керна битуминозных месторождений на юго-западе Нигерии / Л.К. Нвизуг-Би, О.В. Савенок, Ю.Н. Мойса [и др.] // *Инженер-нефтяник*. – М.: Ай Ди Эс Дриллинг, 2018. – № 2. – С. 50–54.
4. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений / И.Э. Бэссей, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок, Л.К. Нвизуг-Би // *Нефть. Газ. Новации*. – 2018. – № 7. – С. 70–74.
5. Перспективы закачки низкоминерализованной воды для оптимизации заводнения с целью повышения нефтеотдачи в дельте реки Нигера (Нигерия) / И.Э. Бэссей, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок [и др.] // *Инженер-нефтяник*. – М.: Ай Ди Эс Дриллинг, 2018. – № 3. – С. 37–43.
6. Оценка восстановления проницаемости образцов битуминозного керна месторождения Yegbata после воздействия технологических жидкостей / Л.К. Нвизуг-Би, О.В. Савенок, Ю.Н. Мойса, Д.Ю. Иванов // *Нефть. Газ. Новации*. – 2018. – № 4. – С. 38–40.

7. Элементное картирование поверхности образцов керна битуминозного месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии / Л.К. Нвизуг-Би, О.В. Савенок, Ю.Н. Мойса [и др.] // *Инженер-нефтяник*. – М.: Ай Ди Эс Дриллинг, 2018. – № 1. – С. 32–36.
8. Physical and Chemical impacts on bituminous core samples under thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria / L.K. Nwizug-bee, O.V. Savenok, Yu.N. Moisa, D.Yu. Ivanov // *International J. of Applied Engineering Research (IJAER)*. – 2017. – Vol. 12, № 23. – Pp. 13788–13795.
9. Nwizug-bee L.K. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // *International Science J. "Sustainable Development of Mountain Territories"*. – 2018. – Vol. 10, № 1 (35). – Pp. 63–68.
10. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Исследование смазочных свойств битуминозной нефти месторождения Йегбата (Нигерия) // *Технологии нефти и газа*. – 2018. – № 3 (116). – С. 24–26.
11. Nwizug-bee L.K., Joshua L.K., Bright B.K. Mineralogy and bitumen analysis of Yegbata bituminous deposit of South Western Nigeria // *International Science J. "Sustainable Development of Mountain Territories"*. – 2018. – Vol. 10, № 3 (37). – Pp. 343–350.
12. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы / Б.А. Григорьев, Д.М. Орлов, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов // *Вестник газовой науки*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.
13. Ли Сюаньжань. Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах // *Вестник газовой науки*. – 2015. – № 3 (23). – С. 116–121.
14. Pang Z.X., Liu H.Q. The transient method and experimental study on threshold pressure gradient of heavy oil in porous media // *The Open Petroleum Engineering J.* – 2012. – Vol. 5. – P. 7–13.
15. Experimental Investigation on Oil Enhancement Mechanism of Hot Water Injection in tight reservoirs / Hao Yongmao, Lu Mingjing, Dong Chengshun [et al.] // *Open Physics*. – 2016. – Vol. 14. – P. 703–713.
16. Luo P., Gu Y.G. Effects of asphaltene content on the heavy oil viscosity at different temperatures // *Fuel*. – 2007. – Vol. 86. – P. 1069–1078.
17. Physical properties of Agbabu and Yegbata bitumen in Nigeria / Sh.O. Ogiriki, J.O. Adepoju, A.S. Yusuff, V. Anochie // *J. of Applied Science & Process Engineering*. – 2018. – Vol. 5, № 1. – P. 227–241.
18. Dongqi Wang, Daiyin Yin, Xiaizhu Gong. Numerical simulation of microemulsion flooding in low-permeability reservoir // *J. of Chemistry*. – 2019. – Article ID 5021473. – URL: <https://doi.org/10.1155/2019/5021473>
19. Тимофеева Т.С., Алексеева А.Г. Неизотермическое вытеснение нефти раствором активной примеси // *Математические заметки СВФУ*. – 2010. – Т. 17, № 2. – С. 170–176.
20. Леонтьев Н.Е. Об описании фильтрации при наличии предельного градиента // *Вестник Нижегородского ун-та им. Н.И. Лобачевского*. – 2011. – № 4 (3). – С. 930–931.
21. Надыров А.И., Владимиров И.В. Влияние структурно-механических свойств нефти на технологические показатели разработки горизонтальной скважины // *Разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2017. – Т. 15, № 4. – С. 105–109. – DOI: 10.17122/ngdelo-2017-4-105-109
22. Низаев Р.Х., Назмутдинов Р.Ш., Хафизов Р.И. Гидродинамическое моделирование бобриковских отложений с уче-

том реологических свойств нефти // *Нефт. хоз-во.* – 2016. – № 7. – С. 30–32.

23. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока / А.Б. Мазо, К.А. Поташев, В.В. Баушин, Д.В. Булыгин // *Георесурсы.* – 2017. – Т. 19, № 1. – С. 15–20. – DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>

24. Шляпкин А.С., Татосов А.В. Воздействие реагирующей бинарной смесью на продуктивный пласт // *Геология. Геофизика. Бурение.* – 2018. – Т. 16, № 2. – С. 6–11. – DOI: 10.17122/ngdelo-2018-2-6-11

25. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

26. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.

27. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. – М.–Ижевск, 2006. – 488 с.

28. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

29. Ахметзянов А.В., Кушнер А.Г., Лычагин В.В. Математические модели управления разработкой нефтяных месторождений: монография. – М.: ИПУ РАН, 2017. – 124 с.

30. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.

31. URL: http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=13

32. URL: <https://www.kakras.ru/mobile/wiki-electrical-resistance.html>

33. URL: <http://www.o8ode.ru/article/answer/pnanetwater/vyazkost.htm>

34. Проектирование водозаборов подземных вод / А.И. Арцев, Ф.М. Бочев, Н.Н. Лапшин [и др.]. – М.: Стройиздат, 1976. – 292 с.

35. Экспериментальные задачи общего физического практикума по молекулярной физике и термодинамике. Процессы переноса. Жидкости и твердые тела / Р.М. Ерёмин, А.И. Скворцов, А.А. Мутыгулина [и др.]. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2015. – 42 с.

36. Справочные данные (согласно ГОСТ 12766.1-90, ГОСТ 10994-74). – URL: http://www.zaogross.ru/soprotivlenie_nihroma.html

37. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. 2-е изд. – М.: Энергия, 1977. – 344 с.

LITERATURA

1. Issledovaniye sostavov dlya intensifikatsii dobychi trudnoizvlekayemoy bituminoznoy nefi na yugo-zapade Nigerii / L.K. Nvizug-Bi, O.V. Savenok, Yu.N. Moysa, D.Yu. Ivanov // *Inzhener-neftyanik.* – 2019. – № 1 (46). – С. 18–21.

2. Fiziko-khimicheskoye vozdeystviye na obraztsy bituminoznogo kerna mestorozhdeniya Yegbata na yugo-zapade Nigerii / L.K. Nvizug-Bi, O.V. Savenok, Yu.N. Moysa, D.Yu. Ivanov // *Neft. khoz-vo.* – 2019. – № 5. – С. 91–93.

3. Primeneniye kombinirovannogo sposoba fiziko-khimicheskogo vozdeystviya na obraztsy kerna bituminoznykh mestorozhdeniy na Yugo-Zapade Nigerii / L.K. Nvizug-Bi, O.V. Savenok, Yu.N. Moysa [i dr.] // *Inzhener-neftyanik.* – М.: Ay Di Es Drilling, 2018. – № 2. – С. 50–54.

4. Optimizatsiya razmeshcheniya skvazhin pri zavodnenii plasta dlya effektivnoy razrabotki mestorozhdeniy / I.E. Bessey, D.G. Antoniad, O.V. Savenok, L.K. Nvizug-Bi // *Neft'. Gaz. Novatsii.* – 2018. – № 7. – С. 70–74.

5. Perspektivy zakachki nizkomineralizovannoy vody dlya optimizatsii zavodneniya s tsel'yu povysheniya nefteotdachi v del'te reki Nigera (Nigeriya) / I.E. Bessey, D.G. Antoniad, O.V. Savenok [i dr.] // *Inzhener-neftyanik.* – М.: Ay Di Es Drilling, 2018. – № 3. – С. 37–43.

6. Otsenka vosstanovleniya pronitsayemosti obraztsov bituminoznogo kerna mestorozhdeniya Yegbata posle vozdeystviya tekhnologicheskikh zhidkostey / L.K. Nvizug-Bi, O.V. Savenok, Yu.N. Moysa, D.Yu. Ivanov // *Neft'. Gaz. Novatsii.* – 2018. – № 4. – С. 38–40.

7. Elementnoye kartirovaniye poverkhnosti obraztsov kerna bituminoznogo mestorozhdeniya Yegbata na yugo-zapade Nigerii / L.K. Nvizug-Bi, O.V. Savenok, Yu.N. Moysa [i dr.] // *Inzhener-neftyanik.* – М.: Ay Di Es Drilling, 2018. – № 1. – С. 32–36.

8. Physical and Chemical impacts on bituminous core samples under thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria / L.K. Nvizug-Bi, O.V. Savenok, Yu.N. Moysa, D.Yu. Ivanov // *International J. of Applied Engineering Research (IJAER).* – 2017. – Vol. 12, № 23. – Pp. 13788–13795.

9. Nvizug-Bi L.K. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // *International Science J. "Sustainable Development of Mountain Territories".* – 2018. – Vol. 10, № 1 (35). – Pp. 63–68.

10. Nvizug-Bi L.K., Savenok O.V., Moysa Yu.N. Issledovaniye smazochnykh svoystv bituminoznoy nefi mestorozhdeniya Yegbata (Nigeriya) // *Tekhnologii nefi i gaza.* – 2018. – № 3 (116). – С. 24–26.

11. Nvizug-Bi L.K., Joshua L.K., Bright B.K. Mineralogy and bitumen analysis of Yegbata bituminous deposit of South Western Nigeria // *International Science J. "Sustainable Development of Mountain Territories".* – 2018. – Vol. 10, № 3 (37). – Pp. 343–350.

12. Issledovaniye nachal'nykh gradiyentov davleniya pri fil'tratsii cherez nizkopronitsayemye porody-kollektory / B.A. Grigor'ev, D.M. Orlov, N.V. Savchenko, A.E. Ryzhov // *Vesti gazovoy nauki.* – М.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.

13. Li Syuan'zhan'. Nelineynaya fil'tratsiya vody v nizkopronitsayemykh kolektorakh // *Vesti gazovoy nauki.* – 2015. – № 3 (23). – С. 116–121.

14. Pang Z.X., Liu H.Q. The transient method and experimental study on threshold pressure gradient of heavy oil in porous media // *The Open Petroleum Engineering J.* – 2012. – Vol. 5. – P. 7–13.

15. Experimental Investigation on Oil Enhancement Mechanism of Hot Water Injection in tight reservoirs / Hao Yongmao, Lu Mingjing, Dong Chengshun [et al.] // *Open Physics.* – 2016. – Vol. 14. – P. 703–713.

16. Luo P., Gu Y.G. Effects of asphaltene content on the heavy oil viscosity at different temperatures // *Fuel.* – 2007. – Vol. 86. – P. 1069–1078.

17. Physical properties of Agbabu and Yegbata bitumen in Nigeria / Sh.O. Ogiriki, J.O. Adepoju, A.S. Yusuff, V. Anochie // *J. of Applied Science & Process Engineering.* – 2018. – Vol. 5, № 1. – P. 227–241.

18. Dongqi Wang, Daiyin Yin, Xiaozhu Gong. Numerical simulation of microemulsion flooding in low-permeability reser-

voir // J. of Chemistry. – 2019. – Article ID 5021473. – URL: <https://doi.org/10.1155/2019/5021473>

19. Timofeyeva T.S., Alekseyeva A.G. Neizotermicheskoye vytesneniye nefiti rastvorom aktivnoy primesi // Matematicheskiye zametki SVFU. – 2010. – T. 17, № 2. – S. 170–176.

20. Leont'yev N.E. Ob opisaniy fil'tratsii pri nalichii predel'nogo gradiyenta // Vestnik Nizhegorodskogo un-ta im. N.I. Lobachevskogo. – 2011. – № 4 (3). – S. 930–931.

21. Nadyrov A.I., Vladimirov I.V. Vliyaniye strukturno-mekhanicheskikh svoystv nefiti na tekhnologicheskoye pokazately razrabotki gorizontallyy skvazhiny // Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – 2017. – T. 15, № 4. – S. 105–109. – DOI: 10.17122/ngdolo-2017-4-105-109

22. Nizayev R.Kh., Nazmutdinov R.Sh., Khafizov R.I. Gidrodinamicheskoye modelirovaniye bobrikovskikh otlozheniy s ucheto reologicheskikh svoystv nefiti // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 7. – S. 30–32.

23. Raschet polimernogo zavodneniya neftyanogo plasta po modeli fil'tratsii s fiksirovannoy trubkoy toka / A.B. Mazo, K.A. Potashev, V.V. Baushin, D.V. Bulygin // Georesursy. – 2017. – T. 19, № 1. – S. 15–20. – DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>

24. Shlyapkin A.S., Tatosov A.V. Vozdeystviye reagiruyushchey binarnoy smesi yu na produktivnyy plast // Geologiya. Geofizika. Bureniye. – 2018. – T. 16, № 2. – S. 6–11. – DOI: 10.17122/ngdolo-2018-2-6-11

25. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Podzemnaya gidromekhanika: ucheb. dlya vuzov. – M.: Nedra, 1993. – 416 s.

26. Basniyev K.S., Dmitriyev N.M., Rozenberg G.D. Neftegazovaya gidromekhanika: ucheb. posobiye dlya vuzov. – M.: Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2005. – 544 s.

27. Podzemnaya gidromekhanika / K.S. Basniyev, N.M. Dmitriyev, R.D. Kanevskaya, V.M. Maksimov. – M.: Izhevsk, 2006. – 488 s.

28. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizheniye zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh. – M.: Nedra, 1984. – 211 s.

29. Akhmetzyanov A.V., Kushner A.G., Lychagin V.V. Matematicheskiye modeli upravleniya razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy: monografiya. – M.: IPU RAN, 2017. – 124 s.

30. Suleymanov B.A. Osobennosti fil'tratsii geterogennykh sistem. – M.: Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2006. – 356 s.

31. URL: http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=13

32. URL: <https://www.kakras.ru/mobile/wiki-electrical-resistance.html>

33. URL: <http://www.o8ode.ru/article/answer/pnanetwater/vyazkost.htm>

34. Proyektirovaniye vodozaborov podzemnykh vod / A.I. Artsev, F.M. Bochever, N.N. Lapshin [i dr.]. – M.: Stroyizdat, 1976. – 292 s.

35. Eksperimental'nyye zadachi obshchego fizicheskogo praktika po molekulyarnoy fizike i termodinamike. Protsessy perezheniya. Zhidkosti i tverdye tela / R.M. Eremina, A.I. Skvortsov, A.A. Mutygullina [i dr.]. – Kazan': Izd-vo Kazan. un-ta, 2015. – 42 s.

36. Spravochnyye dannyye (soglasno GOST 12766.1-90, GOST 10994-74). – URL: http://www.zaogross.ru/soprotivlenie_nihroma.html

37. Mikheyev M.A., Mikheyeva I.M. Osnovy teploperedachi. 2-e izd. – M.: Energiya, 1977. – 344 s.

Дмитрий Георгиевич Антониади¹ (д-р техн. наук, профессор),
Нвизуг-Би Лейи Клуверт¹,
Сергей Васильевич Усатиков^{1,2} (д-р физ.-мат. наук)

¹Кубанский государственный технологический университет
350072, Россия, Краснодарский край, г. Краснодар,
ул. Московская, 2,
e-mail: kluivert_dgreat@mail.ru;

²Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149.

Dmitry Georgievich Antoniadis¹ (Dr. of tech. sci., Professor),
Nwizug-bee Leyii Kluivert¹,
Sergey Vasilievich Usatikov^{1,2} (Dr. of phys.-math. sci.)

¹Kuban State Technological University
2, Moskovskaya str., Krasnodar, 350072, Russian Federation,
e-mail: kluivert_dgreat@mail.ru;

²Kuban State University
149, Stavropolskaya str., Krasnodar, 350040, Russian Federation.



Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



28 мая
2020

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

