

# ТЕППОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕППОТЕХНИКА

Артём Игоревич ВАРАВВА<sup>1</sup>

Алексей Викторович ТАТОСОВ<sup>2</sup>

Владимир Евгеньевич ВЕРШИНИН<sup>3</sup>

УДК 662.5

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ЭНЕРГОВЫДЕЛЯЮЩЕЙ БИНАРНОЙ СМЕСЬЮ\*

<sup>1</sup> аспирант, Тюменский государственный университет  
artevag@yandex.ru

<sup>2</sup> доктор физико-математических наук, профессор  
кафедры фундаментальной математики и механики,  
Институт математики и компьютерных наук,  
Тюменский государственный университет  
atatosov@utmn.ru

<sup>3</sup> старший преподаватель кафедры моделирования  
физических процессов и систем, Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
vvershinin@list.ru

---

\* Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации проекта по Постановлению Правительства № 218 от 9 апреля 2010 г., по договору № 02. G 25.31.0180 от 01.12.2015 г. АО «Сибнефтемаш» совместно с ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

---

**Цитирование:** Варавва А. И. Оценка эффективности обработки прискважинной зоны энергоснабжающей бинарной смесью / А. И. Варавва, А. В. Татосов, В. Е. Вершинин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 2. С. 8-21.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-8-21

---

### Аннотация

Доля тяжелой нефти в структуре запасов углеводородов постоянно увеличивается. Добыча высоковязкой нефти зачастую невозможна без применения методов увеличения нефтеотдачи пласта и методов интенсификации добычи. Развитие данных методов разработки месторождений становится все более актуальным. В первую очередь это методы интенсификации добычи, направленные на снижение высоких фильтрационных сопротивлений в оборудовании добывающих скважина и в призабойной зоне пласта. В последнее время повышается интерес к использованию термогазохимических обработок прискважинной зоны. Одним из перспективных и представляющих научный интерес является метод подачи в продуктивный пласт реагирующей энерговыделяющей бинарной смеси. Нагнетаемые в скважину реагенты разлагаются в призабойной зоне пласта с выделением газа и тепла. Обработки оказывают комплексное воздействие на продуктивность скважин: пласт прогревается, понижается вязкость нефти, из призабойной зоны устраняется кольматация, вымываются загрязнения и парафины, увеличивается естественная трещиноватость карбонатных коллекторов.

В данной работе на основе предложенной математической модели численно исследуется процесс закачки в продуктивный пласт водной смеси химически активных компонентов. Результаты расчетов сравниваются с фактическими промышленными показателями работы скважины, обработанной бинарной смесью. Оценивается вклад в дополнительную добычу нефти, полученную после обработки, различных факторов: снижения вязкости нефти, очистки призабойной зоны.

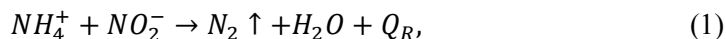
### Ключевые слова

Термогазохимическое воздействие, бинарные смеси, интенсификация притока, многофазная фильтрация, очистка призабойной зоны от парафинов.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-8-21

### Введение

В работах [1, 4, 7] предлагается обрабатывать прискважинную зону бинарной смесью, основной компонент которой водный раствор двух солей: нитрита натрия ( $NaNO_2$ ) и нитрата аммония ( $NH_4NO_3$ ). Компоненты распадаются на ионы:  $NH_4^+$ ,  $NO_3^-$ ,  $Na^+$ ,  $NO_2^-$ . В пласте под действием высокой пластовой температуры и добавленных в раствор кислотных инициаторов протекает экзотермическая химическая реакция с выделением газа и тепла:



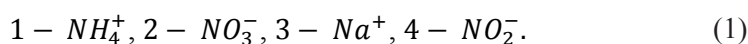
$Q_R$  — теплота реакции. В результате обработки бинарными смесями повышается продуктивность скважины [1, 4, 7].

Преимуществом термохимических обработок по сравнению с традиционными паротепловыми методами являются, во-первых, минимальные потери энергии в наземном и внутрискважинном оборудовании, полезная энергия доставляется на забой скважины в виде раствора химически активных компонентов. Во-вторых, для паротепловых обработок требуются высокие капитальные

затраты, связанные со строительством паропроводов и парогенераторов, оборудованием скважин специальными теплоизоляционными покрытиями. Обработки бинарными смесями проводятся с использованием передвижных мобильных установок [1]. Недостатком бинарных смесей является в первую очередь довольно высокая стоимость используемых реагентов, цена 1 т бинарной смеси оценивается в 30 тыс. руб. Также, так как используемые реагенты взрывоопасны при высокой температуре, необходим непрерывный контроль за ходом реакции, для этого используются показания забойных датчиков давления и температуры [1].

### Математическая модель

Рассматривается фильтрация бинарной смеси в пласте с парафинистой нефтью. Каждая из фаз перемещается с собственной скоростью фильтрации, общей для ее компонент. Первая фаза включает воду и растворимые продукты реакции:



Молярная концентрация компонентов  $x_{1k}$ . В данной работе рассматриваются только растворы, в которых реагенты: нитрит натрия ( $NaNO_2$ ) и нитрат аммония ( $NH_4NO_3$ ), находятся в равной концентрации:

$$x_{11} = x_{14} = y, x_{12} = x_{13} = a, \quad (2)$$

$y$  — молярная концентрация расходуемых в ходе химической реакции (1) реагентов,  $a$  — концентрация не претерпевающих изменения реагентов. Плотность первой фазы  $\rho_1$  — функция концентраций ее компонентов

$$\rho_1 = \rho_{10} + a\rho_a + y\rho_y, \quad (3)$$

$\rho_{10}$  — плотность чистой воды,  $\rho_a$ ,  $\rho_y$  — молярные плотности компонентов.

Вторая фаза, подвижная нефть, состоит из 2 псевдокомпонентов: 1 — легкий, не претерпевающий фазовых превращений, и 2 — тяжелый, участвующий в процессах плавления и кристаллизации парафина. Массовая концентрация компонентов в нефти  $C_{1k}$ . Плотность фазы  $\rho_2$  зависит от массового содержания парафинов в нефти. Считается, что удельные объемы тяжелого и легкого компонента аддитивны:

$$\rho_2^{-1} = C_{21}\rho_{21}^{-1} + C_{22}\rho_{22}^{-1}, \quad (4)$$

$\rho_{21}$  — плотность легкого компонента нефти,  $\rho_{22}$  — плотность тяжелого компонента.

Третья фаза — газ, выделяющийся в ходе химической реакции (1). Выделение попутного нефтяного газа в пласте в целях упрощения не учитывается. Газ считается идеальным:

$$\rho_3 = M_3 p / RT, \quad (5)$$

$M_3$  — молярная масса газа,  $R = 8,31$  — универсальная газовая постоянная. Четвертая фаза — твердый парафин, осевший на скелете породы, истинная плотность которого  $\rho_4 = \rho_{22}$ .

Пористость скелета  $m$ , проницаемость пласта  $k$ . Пористость скелета  $m$  считается постоянной, но основные уравнения допускают ее изменение совместно с

плотностью скелета  $\rho_0$ . Каждая фаза характеризуется своей насыщенностью  $s_i$ , скоростью фильтрации  $u_i$ , фазовой проницаемостью  $k_i$ , вязкостью  $\mu_i$ , теплоемкостью  $c_i$ , а также давлениями. Считается, что капиллярное давление незначительно влияет на движение фаз, давление во всех фазах одинаково и равно  $p$ . Движение подвижных фаз подчиняется закону Дарси:

$$\mathbf{u}_i = -\frac{kk_i}{\mu_i} \nabla p, i = \overline{1,3}. \quad (6)$$

Плавление твердого парафина и вовлечение его в поток влияет на подвижность фаз. Это влияние описывалось в рамках модели Кармана:

$$k = k_0 \cdot (1 - s_4)^3, \quad (7)$$

$k_0$  — проницаемость пласта, при условии, что все парафины находятся в жидком состоянии,  $s_4 = 0$ . В результате химической реакции выделяется тепловая энергия. В целях упрощения исходной системы будем считать температуру всех фаз, включая твердую породу, одинаковой и равной  $T$ .

Система уравнений сохранения массы фаз и компонентов в пористой среде с учетом химической реакции и фазовых переходов имеет вид [2]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(ms_1\rho_1)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_1 \mathbf{u}_1) &= -ms_1 j M_3, \\ \frac{\partial(ms_1 y)}{\partial t} + \nabla \cdot (y \mathbf{u}_1) &= -ms_1 j, \\ \frac{\partial(ms_1 a)}{\partial t} + \nabla \cdot (a \mathbf{u}_1) &= 0, \\ \frac{\partial(ms_2 \rho_2)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_2 \mathbf{u}_2) &= J_2, \\ \frac{\partial(ms_2 C_{22} \rho_2)}{\partial t} + \nabla \cdot (C_{22} \rho_2 \mathbf{u}_2) &= J_2, \\ \frac{\partial(ms_3 \rho_3)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_3 \mathbf{u}_3) &= ms_1 M_3 j, \\ \frac{\partial(ms_4 \rho_4)}{\partial t} &= -J_2, \\ C_{10} &= 1 - \frac{1}{\rho_1} \sum_{k=1}^4 M_{1k} x_{1k}, \quad C_{21} = 1 - C_{22}, \\ s_1 + s_2 + s_3 &= 1, \end{aligned} \quad (8)$$

где  $j$  — скорость химической реакции (1);  $J_2$  — скорость плавления твердых парафинов. Уравнение сохранения энергии имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ (1-m)c_0 \rho_0 \bar{T} + \sum_{i=1}^4 ms_i \rho_i c_i \bar{T} \right] + \nabla \cdot \sum_i^3 \rho_i c_i \bar{T} \mathbf{u}_i - \nabla \cdot \sum_{i=1}^2 \bar{p} \mathbf{u}_i - \frac{\partial ms_3 \bar{p}}{\partial t} &= \quad (9) \\ &= \nabla \cdot \kappa \nabla \bar{T} + m Q_R s_{1j} - L_2 J_2, \\ \bar{p} &= p - p_0, \quad \bar{T} = T - T_0. \end{aligned}$$

Считается, что скрытая теплота кристаллизации парафинов  $L_2$  и теплота реакции  $Q_R$  определены при стандартных условиях: давлении  $\rho_0$  и температуре  $T_0$ , коэффициент теплопроводности среды  $\kappa$  близок к соответствующему значению для твердого скелета  $\kappa_0$ .

Скорость химической реакции (1) пропорциональна мольным концентрациям реагирующих веществ. Зависимость скорости химической реакции от температуры  $T$  описывается уравнением Аррениуса:

$$j = k_{10} e^{-E_R/RT} y^\alpha. \quad (10)$$

Множитель  $k_{10}$  характеризует частоту столкновений реагирующих молекул (ионов),  $E_R$  — энергия активации химической реакции. Константы  $k_{10}$ ,  $E_R$ , теплота реакции  $Q_R$  и порядок реакции  $\alpha$  определялись на основе лабораторных экспериментов [8].

Считается, что процесс плавления парафинов определяется только процессом диффузии, кинетика плавления описывается уравнением:

$$J_2 = m\rho_2 s_2 k_2 (C_{22}^* - C_{22}), \quad (11)$$

$C_{22}^*$  — равновесная массовая концентрация тяжелого компонента в нефти;  $k_2$  — константа скорости плавления парафинов. Константа  $k_2$  оценивается по известным корреляционным зависимостям, равновесная концентрация  $C_{22}^*$  определяется в рамках модели идеальных растворов:

$$C_{22}^* = \frac{M_{22}}{M_{22} - M_{21} + K_2 M_{21}}, K_2 = \gamma_{22} \exp \frac{\Delta h_{22}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_f}\right), \quad (12)$$

$K_2$  — константа равновесия,  $M_{2k}$  — молярная масса псевдокомпонента. Такой подход также применяется, например, в работе [8]. Показано, что после настройки модели (12) на экспериментальные данные она позволяет с достаточной точностью оценивать ухудшение проницаемости призабойной зоны вследствие выпадения парафинов, а также эффект от прогрева прискважинной зоны. Изменение энтальпии компонента в ходе фазового перехода  $\Delta h_{22}$ , температура плавления чистого парафина  $T_f$  и коэффициент активности  $\gamma_{22}$  оценивались на основе литературных данных [3 и др.].

Влияние температуры на вязкость нефти задавалась по зависимости Льюиса и Скуайера [9]:

$$\mu_2^n = \mu_{2r}^n + \frac{T - T_r}{T^*}, \quad (13)$$

где  $n = 0,266$ ,  $T^* = 233$  — константы,  $\mu_{2r}$  — вязкость нефти при пластовой температуре  $T_r$ . Остальные замыкающие соотношения, уравнения состояния фаз и calorические уравнения описаны в работе [2].

Таблица 1

Граничные условия, используемые в гидродинамических расчетах

Table 1

Boundary condition for hydrodynamic calculation

Закачка бинарной смеси в пласт, $t < t_{inj}$	$r = r_w: \begin{cases} \partial p / \partial r = Q_{inj} \mu_1 / 2\pi r_w h k, T = T_{inj} \\ s_1 = 1, s_2 = s_3 = 0 \\ a = y = \frac{(1 - c_{10}) \rho_{10}}{\sum_{k=1}^4 M_{1k} - (\rho_a + \rho_y)(1 - c_{10})} \end{cases}$ $r = r_e: p = p_r, T = T_r$
Протекание химической реакции, $t_{inj} < t < t_r$	$r = r_w: \partial p / \partial r = 0, \partial T / \partial r = 0$ $r = r_e: p = p_r, T = T_r$
Добыча нефти из нагретого пласта, $t > t_r$	$r = r_w: p = p_{bhp}, \partial T / \partial r = 0$ $r = r_e: p = p_r, T = T_r$

### Описание расчетов

Описанная выше система уравнений была решена численно с использованием открытой интегрируемой платформы для моделирования OpenFOAM. Был создан симулятор, позволяющий проводить гидродинамический расчет обработки скважины бинарной смесью, а также расчет последующей добычи нефти из нагретого пласта.

На созданном гидродинамическом симуляторе был проведен расчет обработки вертикальной скважины Y месторождения X раствором бинарных смесей. Расчеты проводились на одномерной радиальной модели. Характеристики модели: внутренний радиус расчетной области  $r_w = 0,1$  м; внешний радиус  $r_e = 100$  м; толщина слоя  $\Delta z = 1$  м; количество ячеек расчетной области  $N = 100$ ; использовалась логарифмическая сетка, размер ячеек уменьшался к скважине до 0,1 м. Не учитывалась неоднородность пласта, считалось, что пористость, проницаемость, фазовые проницаемости во всех ячейках одинаковы.

Используемые граничные условия приведены в таблице 1. На границе области дренирования  $r = r_e$  задается постоянное пластовое давление  $p_r$  и температура  $T_r$ . На скважине при закачке бинарной смеси в пласт задается постоянная приемистость  $Q_{inj}$ , массовая концентрация чистой воды  $C_{10}$  и температура  $T_{inj}$ . При увеличении скорости реакции скважина закрывается и заполняется водой, в расчете при этом задается условие не протекания. После того как все закачанные компоненты прореагируют, скважина запускается в добычу, в расчете задается постоянное забойное давление  $p_{bhp}$ .

Характеристики продуктивного пласта приведены в таблице 2. В ходе обработки в скважину Y было закачано 11 м<sup>3</sup> бинарной смеси, 22 м<sup>3</sup> воды для продавки бинарной смеси в пласт и 12 м<sup>3</sup> раствора соляной кислоты для инициа-

ции реакции. Приемистость скважины  $Q_{inj} = 360 \text{ м}^3/\text{сут}$ , время закачки  $t_{inj} = 3 \text{ ч}$ . Массовая концентрация чистой воды в рабочем растворе  $C_{10} = 0,3$ , температура раствора  $T_{inj} = 307 \text{ К}$ .

Таблица 2

Table 2

## Свойства продуктивного пласта

## Reservoir's properties

Пористость, $m$ , %	20
Эффективная толщина, $h$ , м	2,5
Проницаемость, $k$ , мД	370
Пластовая температура, $T_r$ , С	14
Пластовое давление, $\rho_r$ , бар (нач./тек.)	63 / 46
Плотность нефти в пл.у., $\rho_2$ , кг/м <sup>3</sup>	0,887
Плотность воды в пл.у., $\rho_{10}$ , кг/м <sup>3</sup>	1,14
Вязкость нефти в пл.у., $\mu_2$ , сПз	57
Вязкость воды в пл.у., $\mu_1$ , сПз	1,5

Таблица 3

Table 3

## Параметры работы скважины до и после обработки

## The data of well production before and after well treatment

Параметр	До обработки	После обработки		
		30	60	90
Забойное давление, $\rho_{bhp}$ , бар	25	25	25	20
Дебит воды, $q_1$ , м <sup>3</sup> /сут	1,0	1,2	0,5	0,5
Дебит нефти, $q_2$ , м <sup>3</sup> /сут	2,9	4,5	5,2	3
Обводненность, $w$ , %	23	21	10	15

Таблица 4

Table 4

## Константы, используемые в расчетах

## The used constants

Константа	Значение
$l$	2
Вязкость газа, $\mu_3$ сПз	0,01;
Сжимаемость, $\beta$ , $10^{-4}/1\text{бар}$ (нефть; бинарная смесь; порода)	1,0; 0,1; 0,0
Теплопроводность породы, $\kappa_0$ , Вт/м/К	1,8
Теплоемкость, $c$ , кДж/кг (нефть; бинарная смесь; газ; порода)	2,0; 3,0; 1,3; 1,0

Окончание таблицы 4

Table 4 (end)

1	2
Константы реакции, $k_0, 10^3 \text{ м}^3/\text{моль с}; E_R, \text{ кДж}; a$	68,6; 77; 2
Молярные массы компонентов нефти, $M_{21}; M_{22}, \text{ кг/моль}$	0,067; 0,380
Плотности компонентов нефти, $\rho_{21}; \rho_{22}, \text{ кг/м}^3$	840; 900
Константы модели термодинамического равновесия, $\Delta h_{22} \text{ кДж/моль}; \gamma_2; T_f, \text{ К}$	18,5; 1,0; 350
Молярные плотности компонентов бинарной смеси, $\rho_a; \rho_y, \text{ кг/кмоль}$	66,2; 12,7

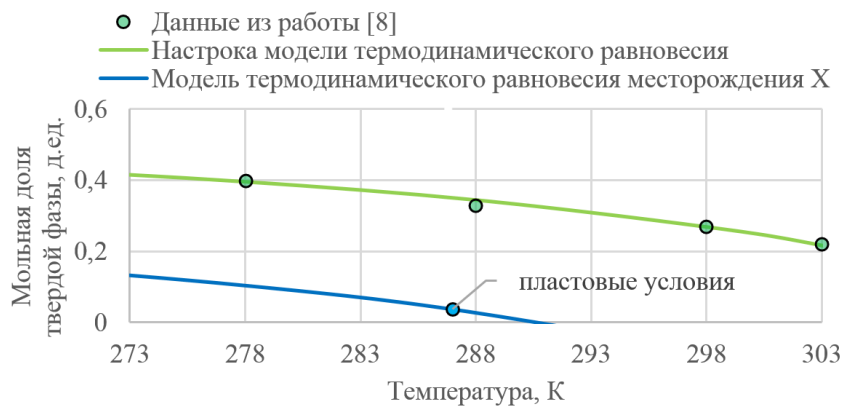


Рис. 1. Настройка модели термодинамического равновесия на данные работы [6]

Fig. 1. The results of thermodynamic equilibrium matching, according to [6]

Параметры работы скважины до и после обработки приведены в таблице 3. Для адаптации численной модели на фактическую продуктивность до обработки нужно предположить, что скин-фактор скважины равен 2. Повышенный скин-фактор может быть вызван выпадением части парафинов в пласте вследствие снижения пластового давления и разгазирования нефти в прискважинной зоне. По формуле (7) было определено, что 8% пор заполнено твердыми парафинами,  $s_4 = 0,08$ .

Свойства псевдокомпонентов нефти, необходимые для модели термодинамического равновесия твердое тело — жидкость (12) задавались по месторождению-аналогу. Использовались данные из работы [6]. Состав нефти нефтяной фазы подбирался таким образом, чтобы объемная доля твердых парафинов в пластовых условиях равнялась 8%. Результаты настройки модели термодинамического равновесия приведены на рис. 1.



Используемые в расчете константы приведены в таблице 4. Используются типичные средние значения теплофизических параметров пласта, флюидов и сжимаемостей фаз [3, 5].

### Результаты расчетов

Полученные в результате расчетов профили насыщенности, температуры и вязкости нефти изображены на рис. 2. Радиус прогрева составляет 5 м. Максимальная температура на стенке скважины равна 90°C, средняя температура в обработанной зоне равна 32°C. Вследствие нагрева прискважинной зоны понижается вязкость нефти, призабойная зона очищается от парафинов.

В ходе обработки в пласт вносится вода, в результате чего снижается фазовая проницаемость по нефти. В отличие от традиционных паротепловых обработок при использовании бинарных смесей тепловой фронт не отстает от фронта насыщения. Закачанная вода проникает в пласт также на глубину 5 м. Выделившийся в ходе реакции газ имеет высокую подвижность и проникает в пласт на глубину 25 м. Однако, так как насыщенность газом невелика, он не оказывает существенное влияние на подвижность нефти.

Сравнение фактической и расчетной динамики дебита нефти и обводненности скважины приведено на рис. 3. Расчетные и фактические значения совпадают с достаточной точностью. Длительность эффекта от обработки составляет около 120 дней. В первые 10 дней после обработки наблюдается повышенная обводненность скважины, затем вся закачанная вода добывается и обводненность снижается до первоначального значения.

Критерием успешности обработки будем считать удельную дополнительную добычу нефти (УДН) — отношение разницы накопленной добычи нефти в вариантах с и без обработки бинарной смесью к массе закачаных реагентов. В рассматриваемом случае УДН составила 11 м<sup>3</sup>/т. Была проведена оценка влияния снижения вязкости нефти и очистки прискважинной зоны от парафинов на значение УДН (рис. 4). Вклад снижения вязкости нефти составил 55%, вклад очистки прискважинной зоны равен 45%.

### Заключение

В данной работе на основе предложенной математической модели рассчитывается эффективность обработки скважины раствором химически активных компонентов (бинарной смесью). Рассчитанные и фактические промысловые значения совпадают с достаточной точностью, что подтверждает корректность предложенного подхода.

В ходе обработки продуктивный пласт прогревается на расстояние 5 м от скважины, что приводит к понижению вязкости нефти в обрабатываемой зоне и к растворению твердых отложений парафинов в нефти. Дополнительная накопленная добыча нефти в результате обработки составила 9 м<sup>3</sup> на 1 т закачанной бинарной смеси. Вклад очистки прискважинной зоны от парафинов составил 45%.

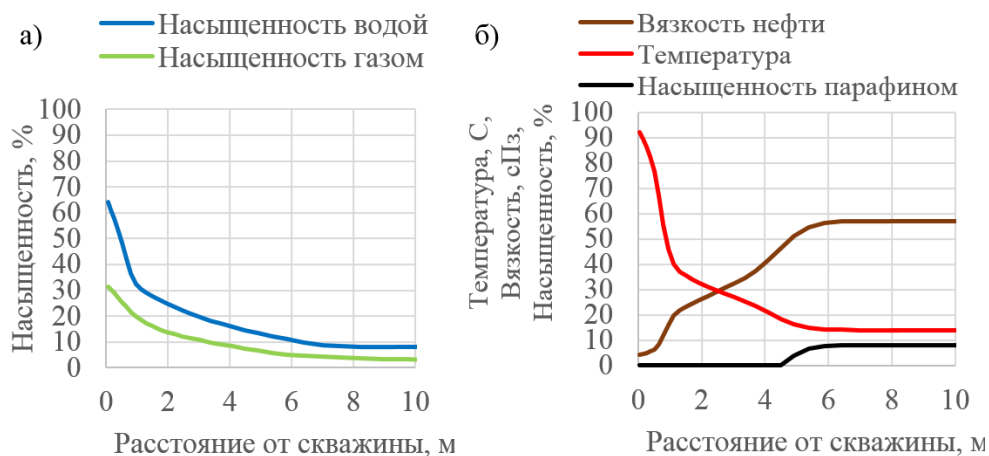


Рис. 2. а) Распределение насыщенностей в приквасинной зоне; б) Снижение вязкости нефти и очистка призабойной зоны пласта

Fig. 2. a) Saturation in the bottomhole formation zone; б) Oil viscosity reducing and bottomhole zone cleaning

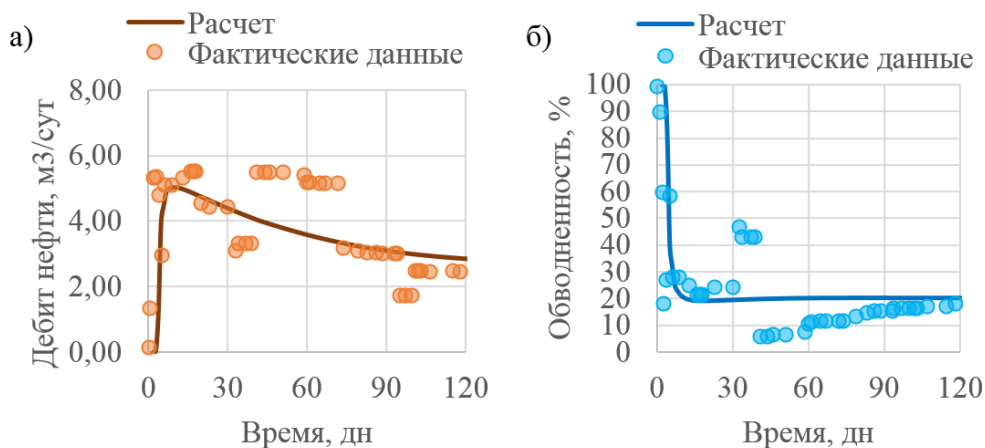


Рис. 3. Рассчитанная и фактическая динамика дебита нефти (а) и обводненности скважины (б)

Fig. 3. The comparison of calculation results with the actual field data: oil production rate (а) and water-cut (б)

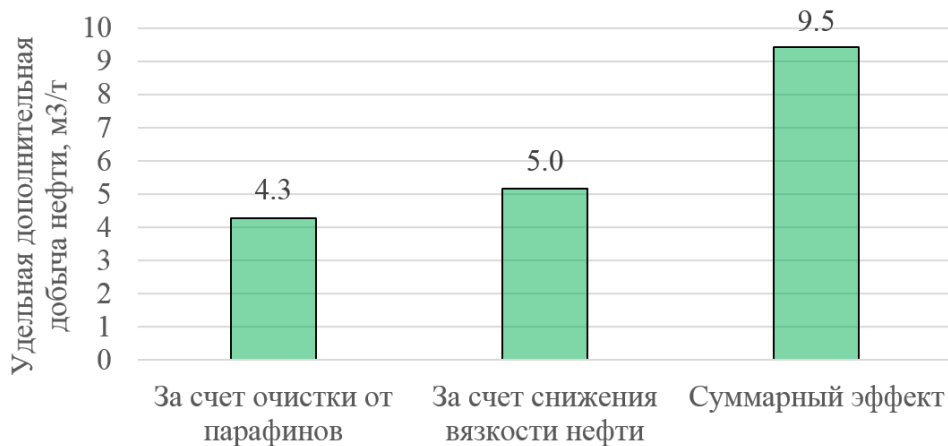


Рис. 4. Накопленная удельная дополнительная добыча нефти (на тонну закачанной бинарной смеси) после обработки

Fig. 4. Total specific additional oil production after well treatment (divided on the injection mass of binary mixture)

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров Е. Н. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей / Е. Н. Александров, Н. М. Кузнецов, С. Н. Козлов, Ю. Г. Серкин, Е. Е. Низова // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 154-159.
2. Варавва А. И. Модель подачи реагирующей бинарной смеси в пласт / А. И. Варавва, А. В. Татосов // Научно-технический вестник Поволжья. 2017. № 4. С. 195-200
3. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. М.: Наука, 1972. 720 с.
4. Вершинин В. Механизмы термогазохимического воздействия при обработке скважин бинарными смесями / В. Вершинин, К. Федоров, А. Лищук // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition (Moscow, 2016). 2016. 13 с. SPE-182048
5. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов. М.: Недра, 1971. 312 с.
6. Кузнецов С. В. Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине: дисс. ... канд. физ.-мат. наук / С. В. Кузнецов. Тюмень: ТюмГУ, 2016. 166 с.
7. Пат. 2525386с2 РФ, 10.08.2014. Термогазохимический состав и способ применения для обработки призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта / А. Р. Идиятуллин, В. Б. Заволжский, В. П. Ильин, Ф. Л. Садриев и др. № 2012150375/03, заявл. 26.11.2012, опубл. 10.08.2014.

8. Ring J. N. Simulation of paraffin deposition in reservoir / J. N. Ring et al. // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9. № 01. Pp. 36-42. SPE-24069.
9. Viswanath D. S. Viscosity of liquids: theory, estimation, experiment, and data / D. S. Viswanath, T. K. Ghosh, D. H. L. Prasad, N. V. K. Dutt, K. Y. Rani. Dordrecht, The Netherlands: Springer Science & Business Media, 2007. 662 p.

**Artem I. VARAVVA**<sup>1</sup>  
**Alexey V. TATOSOV**<sup>2</sup>  
**Vladimir E. VERSHININ**<sup>3</sup>

UDC 662.5

## **ESTIMATING THE EFFICIENCY OF THE WELLBORE ZONE TREATMENT BY A HEAT-PRODUCED BINARY MIXTURE\***

<sup>1</sup> Postgraduate Student, University of Tyumen  
artevar@yandex.ru

<sup>2</sup> Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,  
Department of Fundamental Mathematics and Mechanics, University of Tyumen  
atatosov@utmn.ru

<sup>3</sup> Senior Lecturer, Department of Mathematical Modelling  
Physical Processes and Systems, University of Tyumen  
vvershinin@list.ru

### **Abstract**

The development of heavy oil reserves is constantly increasing. An implementation of enhanced oil recovery methods and stimulating production methods are required for high viscosity oil production. The evolution of the methods development is becoming more essential. First of all, that includes the methods of stimulating production, which are used to reduce the high filtration resistances in production well equipment and in the bottomhole formation zone.

Recently, there has been an increasing interest in using of the thermogas-chemical well treatments in bottomhole formation zone. One of the most promising technique is the method of well treatment by the heat-produced binary mixture. The chemically active components injected into the well decompose in the bottomhole formation zone with an emission of gas

---

\* The work was supported by the RF Ministry of Education and Science in terms of the Government's Decision no 218 of 9 April 2010, according to the contract no 02. G 25.31.0180 of 1 December 2015 of Sibneftemash and University of Tyumen.

---

**Citation:** Varavva A. I., Tatosov A. V., Vershinin V. E. 2018. "Estimating the Efficiency of the Wellbore Zone Treatment by a Heat-Produced Binary Mixture". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 2, pp. 8-21.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-8-21

---

and heat. As a result of treatment by binary mixtures, the viscosity of the oil reduces, the bottomhole zone calmatation disappears, waxes wash out, and the natural fracturing of the carbonate reservoirs increases. These factors lead to well productivity increasing.

This paper studies the process of injection into the productive formation an aqueous mixture with chemically active components. The mathematical model is proposed and resolved numerically. The results are compared with the actual field data of the well treated with the binary mixture. The contribution to additional oil recovery obtained after treatment is estimated by various factors, such as reducing the oil viscosity oil and cleaning the bottomhole zone.

### **Keywords**

Thermos-gas-chemical well treatment, binary aqueous mixture, stimulating production methods, multiphase filtration in a porous media, cleaning the bottomhole zone.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-8-21**

### **REFERENCES**

1. Aleksandrov E. N., Kuznecov N. M., Kozlov S. N., Serkin Yu. G., Nizova E. E. 2016. "Dobycha trudnoizvlekaemykh i neizvlekaemykh zapasov nefi s pomoshchyu tekhnologii binarnykh smesey" [Production Numbers and Non-Removable Oil Reserves Using Binary Mixtures]. *Georesursy*, vol. 18, no 3, pt. 1, pp. 154-159
2. Varavva A. I., Vershinin V. E., Idiyatullin R. A. 2017. "Issledovanie kinetiki razlozheniya binarnoy smesi primenitelno k vozdeystviyu na neftyanoy plast" [Filing Model Responsive Binary Mixtures into the Reservoir]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, no 6, pp. 67-72
3. Vargaftik. N. B. 1972. *Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostey* [Handbook of Thermal Properties of Gases and Liquids]. Moscow: Nauka.
4. Vershinin V., Fedorov K., Lishchuk A. 2016. "Mechanisms of thermal-pressure induced impact of binary mixture reaction near wellbore". Paper presented at SPE Russian petroleum technology conference and exhibition (Moscow). SPE 182048-RU.
5. Gimatudinov Sh. K. 1971. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of Oil and Gas Reservoir]. Moscow: Nedra.
6. Kuznetsov S. V. 2016. "Issledovanie teplofizicheskikh protsessov pri filtracii parafinistoy nefi k gorizontальной skvazhine" [Research of Thermophysical Processes while Filtering Parafine oil by Horizontal Borehole]. Cand. Sci. (Phys.-Math.) diss. Tyumen: University of Tyumen.
7. Idiyatullin A. R., Zavolzhskiy V. B., Ilyin V. P., Sadriev F. L. et. al. 2014. RF Patent no 2525386c2, 10 August. Termogazokhimicheskiy sostav i sposob primeneniya dlya obrabotki prizaboynoy i udalennoy zony produktivnogo plasta [Termal Gas and Chemistry Composition and Method of Use for Processing of Bottomhole Formation Zone and a Remote Reservoir]. No 2012150375/03.
8. Ring J. N. et al. 1994. "Simulation of Paraffin Deposition in Reservoir". *SPE Production & Facilities.*, vol. 9, no 01. pp. 36-42. SPE-24069.
9. Viswanath D. S., Ghosh T. K., Prasad D. H. L., Dutt N. V. K., Rani K. Y. 2007. *Viscosity of Liquids: Theory, Estimation, Experiment, and Data*. Dordrecht, The Netherlands: Springer Science & Business Media.