

Анатолий Александрович КИСЛИЦЫН¹
Сергей Викторович КУЗНЕЦОВ²
Александр Владимирович ПОДНЕБЕСНЫХ³
Виталий Олегович ПОЛЯКОВ⁴

УДК 546.212

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ*

¹ доктор физико-математических наук, профессор
кафедры экспериментальной физики и нанотехнологий,
Тюменский государственный университет
akislicyn@utmn.ru

² кандидат физико-математических наук,
руководитель направления,
ООО «Газпромнефть НТЦ»

³ кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель управляющего директора по науке,
БЕ «Компания СИАМ», ГК «Интегра»

⁴ ведущий специалист
ООО «Новатэк НТЦ»

* Работа выполнена при частичной финансовой поддержке Совета по грантам Президента РФ для государственной поддержки ведущих научных школ РФ (НШ-6987.2016.1).

Цитирование: Кислицын А. А. Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов, А. В. Поднебесных, В. О. Поляков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 4. С. 24-40.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-24-40

Аннотация

Сформулирована система уравнений тепломассопереноса при добыче парафинистой нефти горизонтальными скважинами. В уравнении сохранения энергии учтены фазовые переходы (выделение газа и кристаллизация парафина), а также эффект Джоуля — Томсона. Уравнение фильтрации записано с учетом геометрии потока нефти в квазиодномерном приближении. В основу положено допущение о локальном термодинамическом равновесии всех фаз в каждой точке пористой среды в каждый момент времени. Разработан алгоритм расчета фазового равновесия трехфазной многокомпонентной смеси, основанный на использовании термодинамических функций фугитивности (летучести) и активности. Обосновано квазиодномерное приближение уравнений, описывающих течение пластового флюида. Учтен негативный эффект снижения проницаемости призабойной зоны пласта в результате кристаллизации парафина. На основе сформулированной системы уравнений создан пакет программ, позволяющий с хорошей точностью промоделировать процесс фильтрации трехфазной многокомпонентной среды вблизи горизонтальной скважины. Исследована термодинамика процесса кристаллизации парафина. Показано, что при снижении давления происходит выделение газа (разгазирование нефти), что, в свою очередь, увеличивает скорость кристаллизации парафина. Установлено, что на продуктивность скважины существенно влияет скорость изменения забойного давления при выводе скважины на технологический режим (ВНР). С целью оптимизации этого процесса разработана программа моделирования ВНР, и показано, что при слишком быстром снижении забойного давления может произойти заметное снижение температуры, кристаллизация парафинов, уменьшение динамической пористости, и ухудшение проницаемости. На основании предложенного подхода выявлены закономерности снижения коэффициента продуктивности скважины в зависимости от интенсивности снижения забойного давления. Выполнены численные эксперименты, в результате которых определена оптимальная динамика изменения давления на забое скважины в процессе ее освоения для достижения максимального коэффициента продуктивности.

Ключевые слова

Тепломассоперенос, численное моделирование, пористая среда, парафинистая нефть, горизонтальная скважина, фазовые переходы, разгазирование, кристаллизация парафина, продуктивность скважины, целевое забойное давление.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-24-40

Введение

В связи с выработкой запасов легких и среднетяжелых нефтей, промышленное освоение затрагивает все больше месторождений с тяжелой и высоковязкой нефтью, в частности, месторождений Ямала (Восточно-Мессояхское, Западно-Мессояхское, Русское, Тазовское и др.). В условиях пониженных температур и многолетнемерзлых пород, особое внимание необходимо уделять реологическим параметрам добываемой продукции, которые, в свою очередь, определяются

наличием парафинистых и асфальтеновых фракций в нефти, способных переходить в твердое состояние при снижении температуры и давления. Особое значение имеют теплофизические процессы, протекающие в призабойной зоне скважины при фильтрации парафинистой нефти, т. к. они определяют продуктивность, а, значит, и окупаемость скважины.

Основные термодинамические характеристики многокомпонентной трехфазной системы определяются компонентным составом фаз, который, в свою очередь, зависит от температуры и давления. Кроме того, вязкость нелинейно зависит от температуры. Поэтому, особенно для высоковязких нефтей, актуальна задача моделирования изменения компонентного состава каждой фазы при движении к стволу скважины.

К настоящему моменту накоплен достаточно большой опыт моделирования течения нефти по трубопроводам и насосно-компрессорным трубам скважин с учетом разгазирования и кристаллизации по ходу движения [4, 10]. Однако, при моделировании фильтрации в пласте, из-за отличия состава флюидов в пластовых условиях, требуется более детальный учет теплофизических процессов. В частности, в основных гидродинамических симуляторах (Schlumberger, Emerson, t-Navigator), применяющихся для композиционного моделирования, отсутствует учет выделения или поглощения тепла при фазовых переходах, эффекта Джоуля-Томсона, адиабатического эффекта.

Целью данной работы является создание пригодной для практического применения программы расчета изменения компонентного состава газо-нефтяной смеси при неизотермической фильтрации в пласте, учитывающей теплоту, поглощаемую при выделении газа, и выделяемую при кристаллизации парафина.

Физико-математическая модель

Упрощающие предположения. В статье приняты два допущения, упрощающие расчеты, но сохраняющие возможность определения фазового состава смеси при различных термобарических условиях в границах применимости уравнений состояния газо-жидкостной и жидкостно-твердой смеси:

1. Задача решается в одномерном приближении: рассматривается нестационарное квазиодномерное течение пластового флюида в пласте конечного объема. Обоснованием данного допущения является результат анализа фактических параметров горизонтальных скважин. В результате гидродинамических исследований, проведенных путем снятия кривой восстановления давления [6], установлено, что вокруг горизонтальной скважины формируются линейные потоки, направленные к стволу скважины (рис. 1). Эти потоки характеризуются параллельными линиями тока, а радиус зоны дренирования (~1500 м) значительно превышает работающую толщину пласта (4-5 м).
2. Моделирование фазового равновесия в системе «нефть-парафин» основано на теории кристаллизации в пересыщенных растворах. В модели принято, что время установления локального фазового равновесия пре-

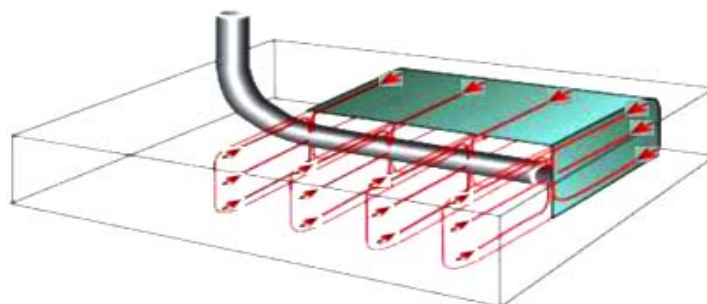


Рис. 1. Линейный режим течения к стволу горизонтальной скважины

Fig. 1. Linear regime of the flow to the horizontal well

небрежимо мало по сравнению с характерными временами динамических процессов. Другими словами, считается, что в каждой точке трехфазной многокомпонентной среды в каждый момент времени все фазы находятся в термодинамическом равновесии в соответствии с температурой и давлением в данной точке. При этом, высокомолекулярные компоненты, переходя в твердое состояние, прекращают движение и ухудшают абсолютную проницаемость за счет снижения динамической пористости.

Таким образом, с учетом упрощающих предположений, получаем следующую систему уравнений трехфазной фильтрации в призабойной зоне горизонтальной скважины:

Уравнения непрерывности для газа и жидкой фазы (нефти) [1]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(S_p)S_g\rho_g) + \frac{\partial(\bar{v}_g\rho_g)}{\partial x} = 0 \quad \text{— для газовой фазы,} \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(S_p)S_o\rho_o) + \frac{\partial(\bar{v}_o\rho_o)}{\partial x} = 0 \quad \text{— для жидкой фазы,} \quad (2)$$

где ρ_g и ρ_o — плотность газа и нефти соответственно; \bar{v}_g , \bar{v}_o — средняя скорость газа и нефти; S_g , S_o , S_p — насыщенность пористой среды газом, нефтью и твердым парафином соответственно (доли единицы); $m(S_p)$ — динамическая пористость, зависящая от насыщенности парафином (доли единицы).

Твердая фаза (кристаллизовавшийся парафин) неподвижна, поэтому для нее уравнение непрерывности принимает вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(S_p)S_p\rho_p) = 0 \quad \bar{v}_p = 0 \quad \text{— для твердой фазы.} \quad (3)$$

Данные уравнения записаны без явного учета фазовых переходов в соответствии с допущением 2, сформулированным выше. Фазовый состав зависит от давления и температуры в каждой точке среды, при этом материальный баланс сохраняется при помощи замыкающего уравнения для трех фаз, а именно, сумма насыщенностей каждой фазы в каждой точке пространства равна единице:

$$S_g + S_o + S_p = 1 \quad (4)$$

Зависимость динамической пористости от насыщенности парафином определяется по формуле

$$m(S_p) = m \cdot (1 - S_p) \quad (5)$$

где m — активная пористость.

Скорость фильтрации газа и нефти определяется законом Дарси:

$$\vec{v}_g = - \frac{k \cdot K_g(S_g)}{\mu_g} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \quad \text{— для газовой фазы,} \quad (6)$$

$$\vec{v}_o = - \frac{k \cdot K_o(S_g)}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \quad \text{— для жидкой фазы,} \quad (7)$$

$$\vec{v}_p = 0 \quad \text{— для твердой фазы,} \quad (8)$$

где P — давление; $K_g(S_g)$, $K_o(S_g)$ — относительные фазовые проницаемости для газа и нефти (доли единицы); μ_g , μ_o — динамические вязкости газа и нефти соответственно. В модели принята зависимость абсолютной проницаемости k от эффективной динамической пористости в виде формулы Козени [1]:

$$k = k_0 m(S_p)^3 / (1 - m(S_p))^2 \quad (9)$$

где k_0 — значение проницаемости в начале процесса фильтрации, определяемое экспериментально.

Значения относительных фазовых проницаемостей вычислялись по формулам Стоуна [1]:

$$K_g(S_g) = K_{g\max} \left(\frac{S_g - S_{gcr}}{S_{ogcr} - S_{gcr}} \right)^2 \quad \text{— для газовой фазы,} \quad (10)$$

$$K_o(S_g) = K_{o\max} \left(\frac{S_{ogcr} - S_g}{S_{ogcr} - S_{gcr}} \right)^4 \quad \text{— для жидкой фазы (нефти),} \quad (11)$$

где S_g — текущая насыщенность пористой среды газом, S_{ogcr} , S_{gcr} — критические значения насыщенности нефтью и газом (соответственно) в системе «нефть-газ». Максимальные значения $K_{g\max}$ и $K_{o\max}$ полагались равными: $K_{g\max} = 1$ и $K_{o\max} = 0,8$.

Уравнение теплопроводности (закон сохранения энергии) с учетом конвективного переноса тепла имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[(1 - m(S_p)) \rho_o c_o T + m(S_p) \left[\rho_g S_g c_g T + \rho_o S_o (c_o T + L_{lg} + L_{ls}) + \rho_p S_p c_p T \right] \right] + \\ + \frac{\partial}{\partial x} \left[m(S_p) \left[\rho_g S_g c_g T \vec{v}_g + \rho_o S_o c_o T \vec{v}_o \right] + m(S_p) \rho_g S_g c_g \vec{v}_g \varepsilon_g \frac{\partial P}{\partial x} + \right. \\ \left. + m(S_p) \rho_o S_o c_o \vec{v}_o \varepsilon_o \frac{\partial P}{\partial x} \right] = 0 \end{aligned} \quad (9)$$

где ρ_o , c_o — плотность и удельная теплоемкость горной породы соответственно; c_g , c_o , c_p — удельные теплоемкости газа, нефти и твердого парафина соответственно; L_{lg} , L_{ls} — значения удельной теплоты, поглощаемой при выделении газа,

и выделяемой при кристаллизации парафина; $\varepsilon_g, \varepsilon_o$ — коэффициенты Джоуля — Томсона газа и нефти соответственно.

Значения теплоемкостей, коэффициентов Джоуля — Томсона и теплоты фазовых переходов определялись исходя из компонентного состава каждой фазы и литературных данных [3].

Алгоритм расчета фазового равновесия трехфазной многокомпонентной смеси

На первом шаге рассчитывается фазовое равновесие в системе нефть-газ, т. е. выделение газа из нефти сильнее влияет на удельный объем, чем кристаллизация парафина. На втором шаге в оставшейся после выделения газа жидкой фазе рассчитывается фазовое равновесие нефть-парафин. В расчетах используется термодинамический потенциал фугитивности, или летучести f [7-9]. При расчете фазового равновесия «нефть-газ» определяются мольные доли компонентов в жидком x_i и газообразном y_i состоянии на основании обобщенного кубического уравнения состояния [2]

$$x_i = \frac{z_i}{V(K_i - 1) + 1} \quad y_i = \frac{z_i K_i}{V(K_i - 1) + 1} \quad (10)$$

где z_i ($i = 1, 2, \dots, N$) — мольный состав смеси; V — мольные доли, N — количество компонентов в смеси, K_i — константы равновесия твердой и жидкой фаз, которые рассчитываются по формуле

$$K_i = \frac{\gamma_i^L \left(\frac{f_i^{oL}}{f_i^{oS}} \right)}{\gamma_i^S} \exp \left[\int_0^P \frac{\Delta V_i}{RT} dP \right] \quad (11)$$

где γ_i^L , и γ_i^S — коэффициенты активности i -го компонента в жидкой и твердой фазах соответственно. Эти коэффициенты определяют отклонение фугитивности компонентов реального раствора от идеального (т.е. подчиняющегося закону Рауля) [7, 8]:

$$\gamma_i = \frac{f_i}{x_i f_i^0} \quad (12)$$

где f_i^0 — летучесть чистого i -го компонента. Так же, как и для смеси жидкость — газ, фугитивности компонентов в жидкой f_i^L и твердой f_i^S фазах, а также коэффициенты активности γ_i^L и γ_i^S , могут быть определены с помощью известных термодинамических соотношений с использованием уравнений состояния фаз [7, 8].

В процессе кристаллизации наблюдаются две аллотропные формы твердого парафина. Вначале парафин кристаллизуется в форме удлиненных кристаллов, похожих по внешнему виду на волокна («волоконистая модификация»). В этой форме частицы парафина пластичны, и при сжатии слипаются между собой. При понижении температуры возникает вторая форма («пластинчатая модификация»), которой присущи твердость и хрупкость. В результате, даже после кратковременного понижения температуры на несколько градусов, проницаемость пористой среды может резко уменьшиться за счет заполнения пор кри-

сталлами парафина. Переход между 1-й и 2-й формами сопровождается выделением тепла и изменением физических свойств [7, 8]. С учетом этого, формула для расчета фугитивностей принимает вид:

$$\ln \left(\frac{f_k^{oL}}{f_k^{oS}} \right) = \frac{\Delta h_k^t}{RT} \left[1 - \frac{T}{T_k^t} \right] + \frac{\Delta h_k^f}{RT} \left[1 - \frac{T}{T_k^f} \right] + \frac{1}{RT} \int_T^{T_k^f} \Delta c_{pk} dT + \frac{1}{R} \int_T^{T_k^f} \frac{\Delta c_{pk}}{T} dT \quad (13)$$

где $T_k^t, T_k^f, \Delta h_k^t, \Delta h_k^f$ — температуры и удельные энтальпии образования волокнистой и пластинчатой модификаций k -го компонента; Δc_{pk} — изменение теплоемкости при аллотропном превращении k -го компонента.

Для моделирования фильтрации парафинистой нефти в пласте к горизонтальной скважине на основе сформулированной выше системы уравнений, создан пакет программ, общая блок-схема которого приведена на рис. 2.

Проверка корректности модели фазовых переходов

На основании исходных данных компонентного состава нефти (таблица 1) была построена модель пластового флюида, и выполнено сравнение с основными физико-химическими характеристиками нефти. Для проверки корректности модели результаты расчетов объема выделившегося газа сравнивались с результатами лабораторных исследований проб пластовых флюидов при начальной пластовой

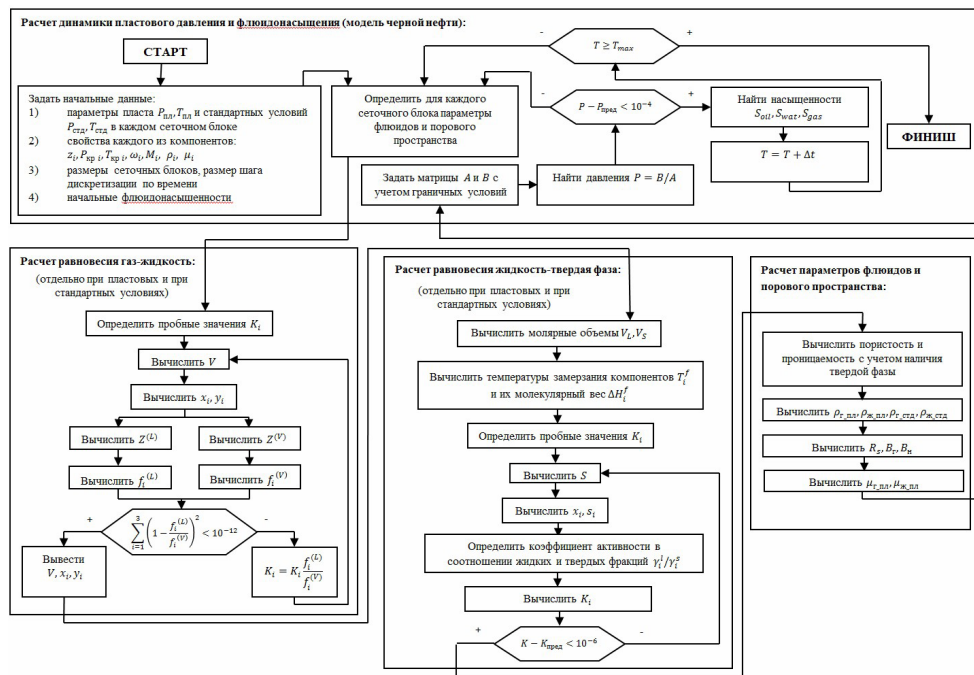


Рис. 2. Блок-схема программы численного моделирования фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине

Fig. 2. Block diagram of program for numerical simulation of the filtration paraffin oil to a horizontal well

температуре [11]. Результаты сравнения представлены на рисунке 3а. Коэффициент корреляции результатов расчетов с экспериментальными данными равен 0,87, что свидетельствует о корректности модели выделения газа из нефти.

Таблица 1

**Компонентный состав пластовой
УВ системы**

Table 1

**Component composition of stratal
HS system**

Компоненты	Z, % мол.	Компоненты	Z, % мол.
C ₁	34,36	C ₂₆	2,11
C ₂	0,14	C ₂₇	1,95
C ₃	0,22	C ₂₈	1,86
C ₄	0,23	C ₂₉	1,73
C ₅	0,26	C ₃₀	1,72
C ₆	0,20	C ₃₁	1,30
C ₇	0,22	C ₃₂	1,15
C ₈	0,33	C ₃₃	1,09
C ₉	0,82	C ₃₄	1,00
C ₁₀	1,41	C ₃₅	0,97
C ₁₁	2,36	C ₃₆	0,90
C ₁₂	2,66	C ₃₇	0,92
C ₁₃	2,69	C ₃₈	0,82
C ₁₄	2,77	C ₃₉	0,74
C ₁₅	2,76	C ₄₀	0,55
C ₁₆	2,79	C ₄₁	0,56
C ₁₇	2,70	C ₄₂	0,57
C ₁₈	2,72	C ₄₃	0,58
C ₁₉	2,57	C ₄₄	0,53
C ₂₀	2,60	C ₄₅	0,50
C ₂₁	2,50	C ₄₆	0,45
C ₂₂	2,50	C ₄₇	0,40
C ₂₃	2,30	C ₄₈	0,40
C ₂₄	2,22	C ₄₉	0,41
C ₂₅	2,07	C ₅₀₊	0,39

Далее, необходимо также оценить корректность расчета фазового перехода «нефть-парафин». Поскольку корректность расчета выделения газа из нефти доказана, то для фазового равновесия «нефть-парафин» достаточно сравнить вязкость нефти при различных давлениях и начальной пластовой температуре ($T = 15,9\text{ }^{\circ}\text{C}$). Результаты сравнения показаны на рис. 3б, коэффициент корреляции равен 0,71, откуда следует, что и в этом случае модельный расчет с достаточной точностью согласуется с экспериментальными данными.

Таким образом, можно утверждать, что построенная математическая модель с достаточной точностью описывает основные физические свойства пластового флюида.

Результаты моделирования процесса фильтрации

Было выполнено моделирование процесса выведения одной из скважин Восточно-Мессояхского месторождения на рабочий режим добычи нефти после кислотной очистки ее призабойной зоны. По результатам этого моделирования была рассчитана динамика изменения коэффициента продуктивности данной скважины. Результаты представлены на рис. 4. На этом же рисунке приведены фактические данные, а также результаты моделирования программным комплексом Eclipse Schlumberger. Как видно из этого рисунка, созданная нами модель значительно лучше согласуется с промысловыми данными (коэффициент корреляции 0,737), чем модель, рассчитанная в Eclipse, которая определяет снижение продуктивности скважины по изменению только одного параметра: поля давлений. Более точный расчет по нашей модели достигнут в результате учета изменения поля температур вследствие фазовых переходов и эффекта Джоуля — Томсона.

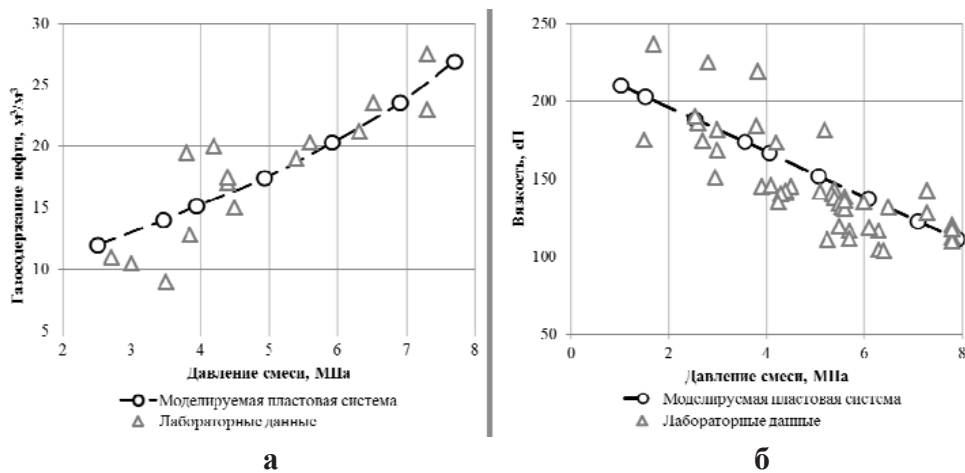


Рис. 3. Результаты проверки корректности модели фазовых переходов: а — по объему газа, выделившегося из нефти при разгазировании; б — по вязкости нефти

Fig. 3. Testing results of correct of phase transitions model: a — by volume of the released gas during degassing; б — by oil viscosity

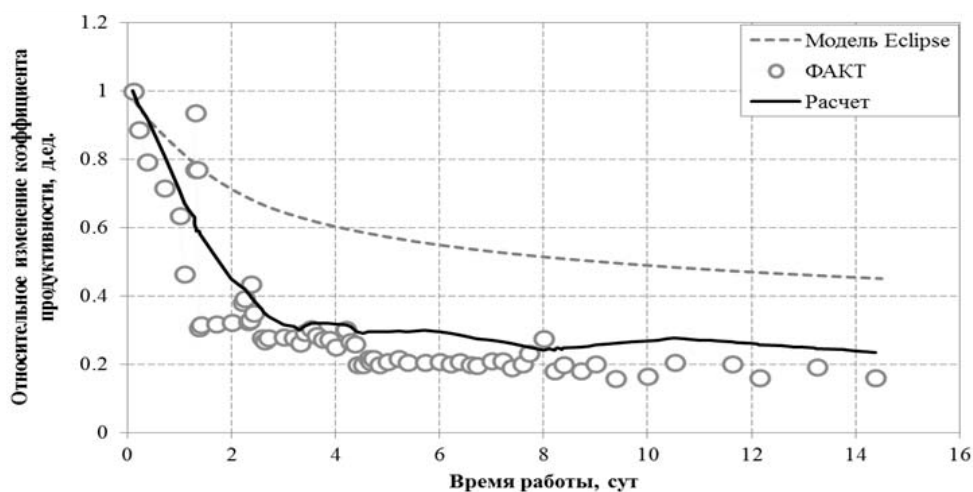


Рис. 4. Сравнение фактической и расчетной продуктивности скважины № 14G

Fig. 4. Comparison of actual and model productivity of the well no 14G

Для более детального анализа результатов моделирования на рис. 5, 6 и 7 представлена динамика полей давлений, температур и газонасыщенности в дренируемом объеме в процессе выведения скважины на рабочий режим.

На этих рисунках видно, что в первые 5 суток в результате снижения забойного давления идет выделение газа, растворенного в нефти, рост газонасыщенности, и одновременно идет снижение пластовой температуры, причем в точке экстремума значение температуры достигает $13,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. В дальнейшем газонасыщенность постепенно уменьшается, пластовая температура также постепенно восстанавливается до начального значения $15,9\text{ }^{\circ}\text{C}$. На рис. 4 видно, что

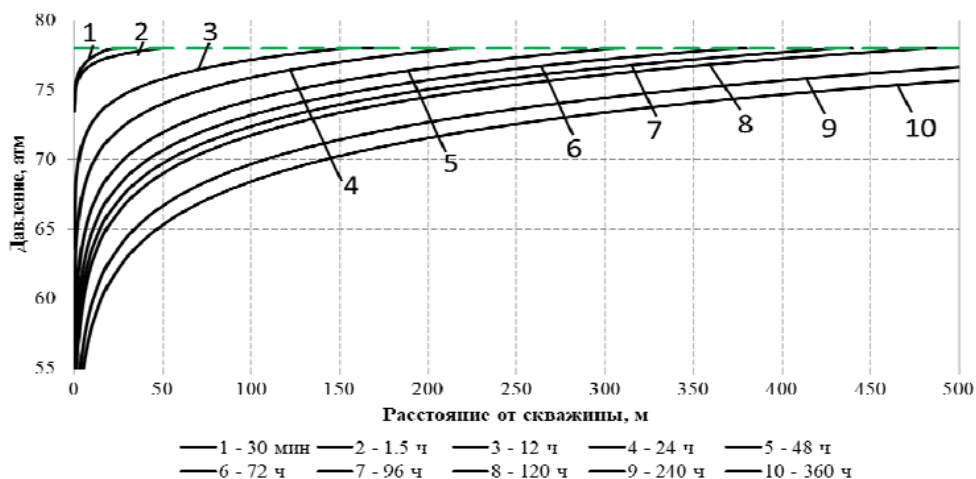


Рис. 5 Динамика поля давления в дренируемом скважиной объеме

Fig. 5. Dynamics of the pressure field in the well-drained volume

наибольшее снижение продуктивности также происходит в первые пять суток работы. На основании этого можно сделать вывод о том, что главной причиной падения продуктивности стало резкое снижение забойного давления при запуске данной скважины, в результате которого произошло понижение температуры, кристаллизация парафинов, уменьшение динамической пористости, и ухудшение проницаемости.

Таким образом, чтобы не допустить кристаллизацию парафинов в нефти и снижение продуктивности, при запуске скважины необходимо производить

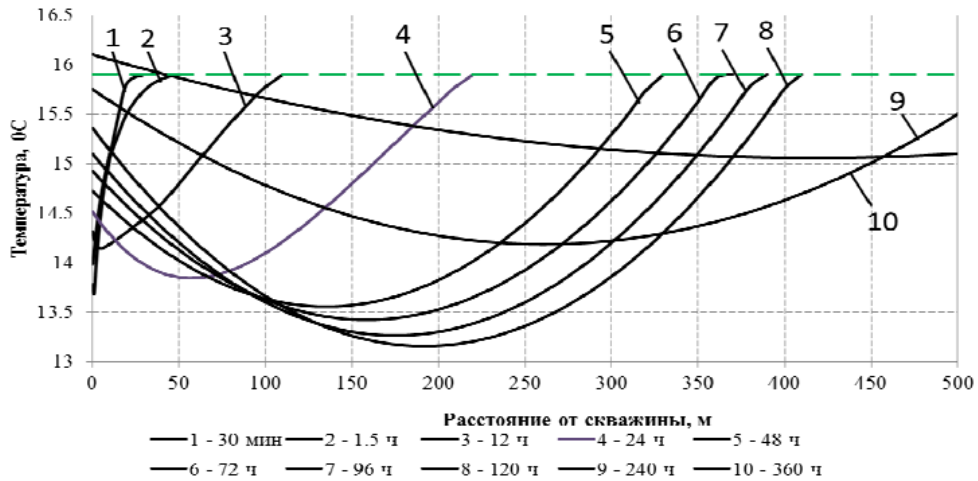


Рис. 6 Динамика поля температуры в дренируемом скважиной объеме. Пунктирной линией обозначена начальная температура 15,9 °С

Fig. 6. Dynamics of the temperature field in the volume drained by the well. The dotted line indicates the initial temperature of 15.9 °C

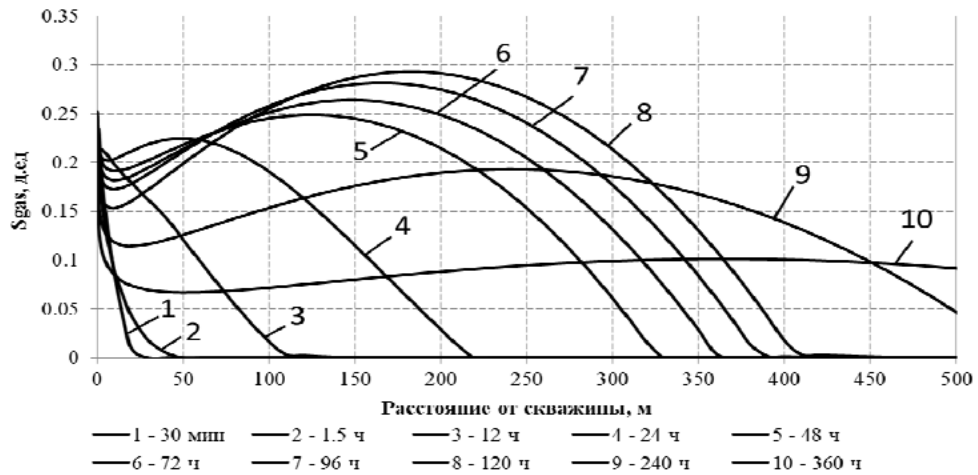


Рис. 7 Динамика газонасыщенности в дренируемом скважиной объеме

Fig. 7. Dynamics of gas saturation in the well-drained volume

плавное снижение забойного давления. Для подтверждения этой рекомендации было промоделировано 7 вариантов вывода скважины на рабочий режим с различными темпами снижения давления (рис. 8). На рис. 9 представлен график конечной продуктивности по всем вариантам. Из этого графика следует, что оптимальным вариантом снижения забойного давления, при котором происходит наименьшая потеря продуктивности при минимальном времени выхода на рабочий режим, является вариант 6: снижение забойного давления до 50 атм за 12 дней. На основании выполненных численных экспериментов была разработана программа оптимального вывода скважин Восточно-Мессояхского месторождения на рабочий режим, которая по результатам обработки промысловых данных была утверждена для внутреннего пользования на производстве [5].

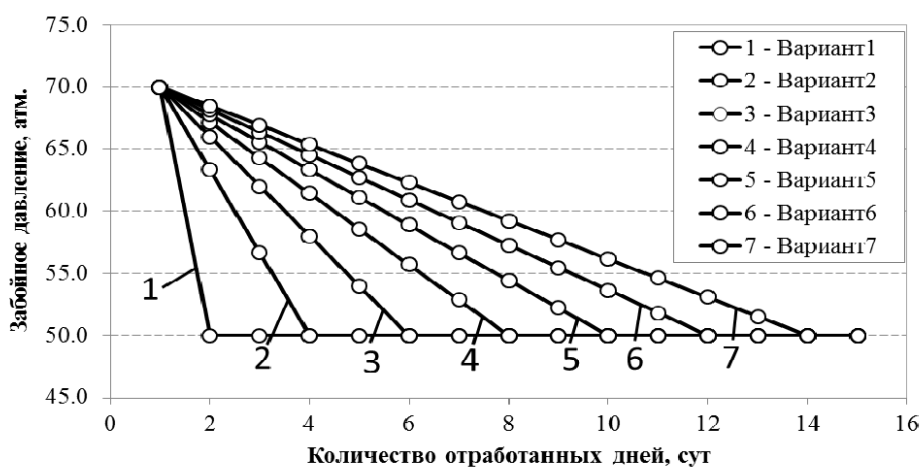


Рис. 8. Расчетные варианты снижения забойного давления

Fig. 8. The rated variant of lowering the bottom hole pressure

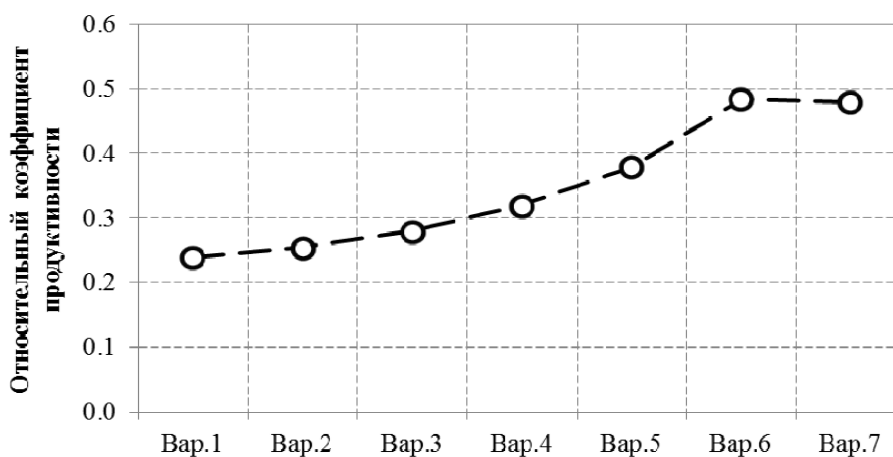


Рис. 9. Результаты расчетов по выводу скважины на рабочий режим

Fig. 9. Calculations results of output well on the operating mode

Результаты и выводы

1. Выполнено исследование процесса фильтрации трехфазной многокомпонентной жидкости к горизонтальной скважине с учетом геометрических особенностей призабойной зоны. В результате этого исследования сформулирована система уравнений тепломассопереноса при добыче парафинистой нефти, в которой учтены фазовые переходы (выделение газа из нефти и кристаллизация парафина), а также эффект Джоуля — Томсона.
2. На основе сформулированной системы уравнений разработан пакет программ, позволяющий с хорошей точностью промоделировать сложный процесс фильтрации трехфазной многокомпонентной жидкости в призабойной зоне горизонтальной скважины.
3. Показано, что на скорость процесса кристаллизации парафина в нефти сильно влияет выделение газа из нефти (разгазирование нефти) и понижение температуры при снижении давления.
4. Промоделирован процесс вывода скважины на рабочий режим и установлено, что динамика изменения забойного давления существенно влияет на коэффициент продуктивности скважины.
5. Выполнены численные эксперименты, в результате которых определена оптимальная динамика изменения давления на забое скважины при выводе скважины на рабочий режим для достижения максимального коэффициента ее продуктивности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М: Недра, 1982. 407 с.
2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. М.: Грааль, 2002. 575 с.
3. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. М.: Наука, 1972. 720 с.
4. Гиберт Д. П. Моделирование процесса отложения парафина на стенках насосно-компрессорной трубы нефтяной скважины / Д. П. Гиберт, Л. А. Ковригин // Вестник ПГТУ. 2007. № 9 (1). С. 15-23.
5. Заключение по результатам обработки данных ГДИС скважины № 14G Восточно-Мессояхского месторождения: отчет о НИР / Отдел интерпретации и анализа гидродинамических исследований скважин ООО «Газпромнефть. Научно-Технический Центр». Тюмень: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2014. 6 с.
6. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 128 с.
7. Кислицын А. А. Влияние разгазирования на процесс кристаллизации парафинов в нефти / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов, А. В. Поднебесных, В. О. Поляков, А. Б. Шабаров // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 3. С. 92-95.

8. Кислицын А. А. Экспериментальное и теоретическое исследование микрокристаллизации парафинов в нефти / А. А. Кислицын, А. А. Федорев, Е. В. Портнягина, С. В. Кузнецов, А. В. Поднебесных // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. № 3. С. 14-23.
9. Кузнецов С. В. Расчет фазового равновесия в системе «газ-нефть-парафин» / С. В. Кузнецов, М. Ю. Данько // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 8. С. 78-81.
10. Мусакаев Н. Г. О математических схемах, описывающих процесс кристаллизации парафина в газонефтяных скважинах / Н. Г. Мусакаев // Proceedings of International Conference RDAMM-2001. Vol. 6. Pt. 2. Special Issue. 2001. Pp. 318-322.
11. Технический отчет. Анализ результатов лабораторных исследований проб нефти пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения: отчет о НИР / ООО «Газпромнефть. Научно-Технический Центр». Тюмень: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2012. 22 с.
12. Relative Permeability Models. URL: http://petrowiki.org/Relative_permeability_models#Models_for_three-phase_relative_permeabilities

Anatoliy A. KISLITSIN¹
Sergey V. KUZNETSOV²
Aleksandr A. PODNEBESNYH³
Vitaliy O. POLYAKOV⁴

**STUDYING THERMOPHYSICAL PROCESSES
DURING THE FILTRATION OF PARAFFIN OIL
TO A HORIZONTAL WELL***

¹ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of Experimental Physics and Nanotechnology,
University of Tyumen
akislicyn@utmn.ru

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Function Manager,
LLC Gazprom Neft Science and Technology Centre

³ Cand. Sci. (Geol.-Mineral.),
Deputy Academic Director,
SIAM Company, “Integra” companies group

⁴ Leading Specialist,
LLC Novatek Science and Technology Centre

Abstract

In this article, the authors have formulated a system of equations of filtration paraffin oil to a horizontal well in view of phase transitions (degassing oil, wax crystallization), the Joule–Thomson effect, as well as geometric features of the system. It relies on the assumption that local thermodynamic equilibrium is achieved for all phases at each point of the porous medium at each instant of time. The authors have developed an algorithm for calculating phase equilibrium three-phase multicomponent mixture, based on the use

* The research received partial financial support of the RF President’s Grant Council for the leading Russian research schools (NSh-6987.2016.1).

Citation: Kislitsin A. A., Kuznetsov S. V., Podnebesnyh A. A., Polyakov V. O. 2017. “Studying Thermophysical Processes during the Filtration of Paraffin Oil to a Horizontal Well”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 4, pp. 24-40.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-24-40

of the thermodynamic functions of fugacity and activity. They have substantiated quasi-one-dimensional approximation of the equations describing the flow of formation fluid. They have also accounted for the effect of reducing permeability effect in the bottom hole zone as a result of the crystallization of paraffin. Based on the formulated system of equations, the authors have created a software package that allows simulating the process of filtration of a three-phase multicomponent mixture in the bottom hole zone of a horizontal well with good accuracy. The paper has investigated the process of crystallization of paraffin oil and shown that its speed is heavily influenced by oil disintegration (gas allocation from oil when pressure is reduced). The simulation of bringing the well to the technological regime has established that the dynamics of the change in bottom hole pressure significantly affects the final productivity factor of the well. The authors show that a too rapid decrease of the bottom hole pressure can lead to a noticeable temperature decrease, paraffin crystallization, a decrease in dynamic porosity, and deterioration in permeability. In accordance with the proposed method, the paper presents the patterns of the decrease in productivity of the well depending on the intensity of the bottom hole pressure decrease. Numerical experiments have determined the optimum dynamics of the bottom hole pressure in the process of development of the well after drilling in order to achieve a maximum productivity index.

Keywords

Heat- and mass-transfer, numerical simulation, porous medium, paraffin oil, horizontal well, phase transitions, degassing oil, wax crystallization, well productivity, target bottom hole pressure.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-24-40

REFERENCES

1. Aziz Kh., Settari E. 2004. *Matematicheskoe modelirovanie plastovyykh sistem* [Mathematical Modeling of Reservoir Systems]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternyykh issledovaniy.
2. Brusilovskiy A. I. 2002. *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza* [Phase Changes in the Development of Oil and Gas Fields]. Moscow: Graal'.
3. Vargaftik N. B. 1972. *Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostey* [Handbook on Thermophysical Properties of Gases and Liquids]. Moscow: Nauka.
4. Gibert D. P., Kovrigin L. A. 2007. "Modelirovanie protsessa otlozheniya parafina na stenkakh nasono-kompressornoy trubyy nefyanoy skvazhiny" [Simulation of the Process of Paraffin Deposition on the Walls of the Pump-Compressor Pipe of an Oil Well]. *Vestnik PGTU*, no 9 (1), pp. 15-23.
5. Gazpromneft. 2014. *Zaklyuchenie po rezul'tatam obrabotki dannykh GDIS skvazhiny № 14G Vostochno-Messoyakhskogo mestorozhdeniya: otchet o NIR* [Resolution on the results of data processing from well no 14G of the East-Messoyakh Field: A Report on the Research Work]. Tyumen: Gazpromneft' NTTs.
6. Kanevskaya, R. D. 2003. *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Mathematical Modeling of

- Hydrodynamic Processes of the Development of Hydrocarbon Deposits]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy.
7. Kislitsyn A. A., Kuznetsov S. V., Podnebesnykh A. V., Polyakov V. O., Shabarov A. B. 2016. "Vliyaniye razgazirovaniya na protsess kristallizatsii parafinov v nef'ti" [Influence of the Decompression on the Process of Paraffin Crystallization in Oil]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, no 3, pp. 92-95.
 8. Kislitsyn A. A., Fedorets A. A., Portnyagina E. V., Kuznetsov S. V., Podnebesnykh A. V. 2015. "Eksperimental'noe i teoreticheskoe issledovanie mikrokrystallizatsii parafinov v nef'ti" [Experimental and Theoretical Investigation of Microcrystallization of Paraffins in Oil]. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, no 3, pp. 14-23.
 9. Kuznetsov S. V., Danko M. Ju. 2012. "Raschet fazovogo ravnovesiya v sisteme 'gazneft'—parafin'" [Calculation of Phase Equilibrium in the Gas-oil-paraffin System]. *Nef't'. Gaz. Novacii* [Oil. Gaz. Novation], no 8, pp. 40-43.
 10. Musakaev N. G. 2001. "O matematicheskikh skhemakh, opisyyvayushchikh protsess kristallizatsii parafina v gazoneftyanykh skvazhinakh" [On Mathematical Schemes Describing the Process of Crystallization of Steam in Gas and Oil Wells]. *Proceedings of International Conference RDAMM-2001*, vol. 6, pt 2, special issue, pp. 318-322.
 11. Gazpromneft. 2012. *Tekhnicheskyy otchet. Analiz rezul'tatov laboratornykh issledovaniy prob nef'ti plasta PK1-3 Vostochno-Messoyakhskogo mestorozhdeniya: otchet o NIR* [Technical Report. Analysis of the Results of Laboratory Studies of Oil Samples of the PK1-3 Reservoir at the East Messoyakh Field: A Research Report]. Tyumen: Gazpromneft' NTC.
 12. Relative permeability models [Relative Permeability Models]. [http://petrowiki.org / Relative_permeability_models#Models_for_three-phase_relative_permeabilities](http://petrowiki.org/Relative_permeability_models#Models_for_three-phase_relative_permeabilities)