

Моделирование отложения парафинов при добыче нефти закачкой холодной воды

А.И. Никифоров, Р.В. Садовников, Г.А. Никифоров

Аннотация Разработан новый подход к моделированию отложения парафинов при закачке холодной воды в нефтяные пласты. В модели нефть представлена двумя углеводородными компонентами («нефть» и «парафин»), не растворяющимися в воде. Используется теория идеального раствора бинарной смеси. Замыкающие соотношения для уравнений сохранения массы, импульса и энергии, описывающие пористость, проницаемость и массоперенос, строятся с использованием функции распределения пор по размерам.

1. Введение

Отложение парафина в нефтяном пласте при добыче сырой нефти может привести к снижению производительности пласта, поэтому так важно прогнозировать последствия выпадения парафина из нефти. Отложение парафина вызывает снижение пористости, проницаемости, особенно вблизи призабойной зоны пласта, и, следовательно, увеличение скин-фактора [1].

Парафины состоят из смесей преимущественно нормальных алканов, количество которых в парафине обычно превышает 75% (а может достигать почти 100%), а остальная часть состоит в основном из изоалканов, циклоалканов и алкилбензолов [2]. Основным фактором, влияющим на растворимость парафина в сырой нефти, является температура. В зависимости от температурных условий парафиновый компонент может полностью раствориться в нефти, и нефтяная фаза будет представлена раствором двух компонентов, также парафиновый компонент может полностью перейти в твердое состояние и нефтяная фаза будет представлена дисперсной смесью жидкого нефтяного компонента и твердого парафинового компонента. Для промежуточных условий парафиновый компонент может быть частично растворен в нефти, а частично находиться в нефтяной фазе в виде дисперсных частиц. Если температура сырой нефти падает ниже температуры появления парафина, парафин может осаждаться на поверхности пор. Отложение парафиновых отложений на поверхности пор уменьшает эффективное поровое пространство и серьезно ухудшить способность нефти течь через пористую среду. Поэтому отложение парафина может привести к значительному повреждению пласта и снижению продуктивности нефтяных пластов при добыче нефти или даже к полной закупорке порового пространства. Результаты компьютерно-томографических исследований керна,

выполненных до и после фильтрации парафинсодержащего раствора при снижении температуры, показали [3], что за счет коагуляции порового объема парафином открытая пористость уменьшилась с 9,0 до 2,1 % и что поровые каналы диаметром от 20 до 70 мкм могут быть заблокированы парафином.

Моделирование отложения парафина представляет собой сложную задачу, которая включает в себя несколько дисциплин, таких как термодинамика, фазовое равновесие, перенос массы/тепла и механика жидкости. Этой области посвящено большое количество исследований. При моделировании процесса заводнения нефтяного пласта холодной водой необходимо описать два основных явления: во-первых, процесс кристаллизации парафина в нефти, во-вторых, процесс отложения парафина на поверхность пор. Имеется обширная информация о теплофизических свойствах и химическом составе парафинов [4], и были предложены различные термодинамические модели для предсказания начала кристаллизации (т.е. температуры помутнения) и равновесия твердой и жидкой фаз для углеводородных систем [5-9]. Влиянием давления обычно можно пренебречь, если только давление не очень высокое и/или температура не очень низкая. В [10] растворимость/осаждение парафинов моделировалось уравнением теории реальных растворов для бинарной смеси. Во многих работах используется теория идеального раствора бинарной смеси, например, в [11-13]. В большинстве публикаций интенсивность отложения парафиновых частиц представляется как сумма трех величин, обусловленных независимыми процессами [1, 3, 10, 13-14]. Первый член отвечает за отложение парафина на поверхности пор под действием силы тяжести и/или адгезии. Второй член отвечает за унос парафиновых отложений нефтяной фазой с поверхности пор, когда внутриворонная скорость превышает критическую внутриворонную скорость. Последнее слагаемое отвечает за скорость закупорки поровых каналов. Отложение твердых частиц парафина в коллекторе вызывает снижение проницаемости. Мгновенная локальная проницаемость определяется степенной зависимостью, аналогичной формуле Козени [9, 15].

В данной работе нефть представлена двумя углеводородными компонентами («нефть» и «парафин»), не растворяющимися в воде. Для прогнозирования начала кристаллизации парафина используется модель идеального раствора бинарной смеси [12]. Основное внимание уделено моделированию механизма блокировки пор парафином. Коэффициенты пористости и проницаемости и замыкающие соотношения для уравнений сохранения массы, импульса и энергии строятся с использованием функции распределения пор по размерам [17, 18].

2. Основные уравнения модели.

Уравнения баланса массы. В задаче отложения парафинов участвуют две жидкие фазы и три псевдокомпонента. Двумя фазами жидкости являются нефтяная и водная фазы. Три псевдокомпонента - это нефть, вода и парафин. Уравнения баланса масс записываются отдельно для каждого компонента. Предполагается, что между водной фазой и нефтяной фазой не происходит массопереноса.

Псевдокомпонент воды может существовать только в водной фазе. Его массовый баланс определяется выражением:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_w S_w) + \nabla(\rho_w \mathbf{U}_w) = 0$$

Псевдокомпонент нефти может существовать только в нефтяной фазе:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_o w_o \rho_o) + \nabla(w_o \rho_o \mathbf{U}_o) = 0$$

Парафин может быть частично растворен в нефтяной фазе, взвешен в нефтяной фазе в виде частиц и отложен в поровом пространстве. Уравнение баланса массы парафина имеет следующий вид [8]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_o C \rho_p + \phi S_o w_p \rho_o) + \nabla(w_p \rho_o \mathbf{U}_o + w_{ps} \rho_p \mathbf{U}_o) = -\rho_p q_p$$

где ϕ – пористость среды; S_w – водонасыщенность; S_o – нефтенасыщенность;

$S_w + S_o = 1$; \mathbf{U}_w – скорость водной фазы; \mathbf{U}_o – скорость нефтяной фазы; ρ_w – плотность водной фазы; ρ_o – плотность нефтяной фазы; ρ_p – плотность парафина. C – объемная концентрация осадка парафина в нефтяной фазе; w_o представляет собой массовую долю масляного компонента в нефтяной фазе, w_p и w_{ps} – массовые доли растворенного парафина и взвешенного осадка парафина в нефти, $w_o + w_p + w_{ps} = 1$.

q_p – скорость отложения парафиновых отложений в общем объеме пористой породы.

Уравнения движения. Уравнение Дарси используется для описания баланса количества движения нефтяной и водной фаз:

$$\mathbf{U}_\alpha = -\frac{k f_\alpha}{\mu_\alpha} (P_\alpha - \rho_\alpha g z)$$

где k — коэффициент абсолютной проницаемости пористой среды; P_α , μ_α , f_α — соответственно давление, вязкость и относительная проницаемость фазы α , где $\alpha = w$ — обозначает смачивающую фазу (вода), $\alpha = o$ — несмачивающую фазу (нефть).

Уравнение энергии. Основным фактором, влияющим на растворимость парафина в сырой нефти, является температура.

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi S_w \rho_w H_w + \phi S_o \rho_o H_o + (\phi S_o C + E_p) \rho_p H_p + (1 - \phi - E_p) \rho_f H_f] + \nabla \cdot (\rho_w H_w \mathbf{U}_w + \rho_o \mathbf{U}_o H_o + \rho_p \mathbf{U}_p H_p) = \nabla \cdot \{ [\phi S_w K_w + \phi S_o K_o + (\phi S_o C + E_p) K_p + (1 - \phi - E_p) K_f] \nabla T \}$$

Растворимость парафина в нефти. Растворимость/осаждение парафинов моделируется уравнением теории идеального раствора для бинарной смеси [11,12,14]:

где x_p – мольные доли растворенного в нефти парафина, x_{ps} – мольные доли осадка парафина, α – скрытая теплота плавления парафина (кал/г-моль), T_m – температура плавления парафина ($^{\circ}F$).

$$q_p = q_{p1} + q_{p2}$$

Функция распределения пор по размерам. Для описания изменения пористости и проницаемости пласта воспользуемся функцией распределения пор по размерам, где r –

радиус порового канала. Будем считать, что распределение поровых каналов по размерам известно для начального момента времени $t = 0$, т.е. $\varphi(r, 0) = \varphi_0(r)$.

Изменение функции распределения пор по размерам во времени будет определяться уравнением [16,17]:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial r}(u_r \varphi) + u_b = 0$$

где u_r – скорость изменения радиусов поровых каналов; u_b – скорость изменения числа поровых каналов радиуса r . По физике явления u_r определяется процессами осаждения и уноса, а u_b определяется процессом блокирования поровых каналов. Отметим, что закупоривание наблюдается во всех поровых каналах, в которые проникла суспензия, а блокирование происходит только при размере частиц не менее радиусов узких горловин r_g поровых каналов. Следовательно, скорость отлична от 0 только в области $0 \leq r_g \leq l/2$, где l — характерный размер частиц. Также отметим, что блокироваться могут и каналы, у которых радиусы горловины изначально были больше $l/2$, но из-за засорения их размеры стали удовлетворять условию блокирования.

Модель пористой среды. При построении замыкающих соотношений мы используем следующие допущения:

- частицы парафина в жидкости и на стенках пор распределены равномерно;
- частицы имеют сферическую форму и один размер, их диаметр l ;
- отношение радиуса горловины к радиусу канала γ одинаково для всех капилляров и сохраняется при осаждении частиц на стенках каналов;
- поровый канал полностью блокируется попаданием частиц в горловину, если характерный размер частиц не меньше диаметра горловины;
- количество оседающих частиц пропорционально их доле в движущейся жидкости;
- собственная пористость массы осевших частиц пренебрежимо мала по отношению к пористости пласта;
- капилляры в пучке могут быть заполнены либо нефтью, либо водой, но доля капилляров радиуса r , занятых i -й фазой, пропорциональна насыщению образца этой фазой.

Для оценки скоростей сужения и закупоривания поровых каналов смоделируем реальную пористую среду с помощью системы цилиндрических капилляров [18] разного радиуса, имеющих фиктивные поровые горла, т. е. будем считать, что цилиндрический

канал радиуса r может быть заблокирован частицами размера l , если $l \geq r_g = \gamma r$. Эквивалентность элемента реальной пористой среды и элемента, состоящего из цилиндрических капилляров, будем понимать в следующем смысле. Оба характеризуются одинаковой функцией распределения пор по размерам и при одинаковом перепаде давления скорости потока жидкости через элементы идентичны

Осаждение. По данным [19], скорость, при которой происходит сужение цилиндрического порового канала за счет осаждения частиц в однофазном потоке, можно

рассчитать по формуле $\frac{dr}{dt} = -C \left(\frac{2u_m D^2}{rL} \right)^{1/3}$, где C — объемная концентрация частиц; L — длина порового канала; u_m — среднее значение скорости жидкости в канале; D — коэффициент диффузии.

Средняя скорость u_{mo} нефтяной фазы в капилляре радиуса r будет связана с полной скоростью $U = U_o + U_w$ соотношением

$$u_{mo} = |U| r^2 / 8\zeta \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \mu_o$$

где ζ — коэффициент извилистости порового канала.

По аналогии с однофазным потоком среднюю скорость сужения порового канала, занятого нефтяной фазой, можно принять как

Срыв. Согласно экспериментальным данным [20], интенсивность изменения объема частиц в каналах радиуса r в однофазном потоке хорошо описывается формулой:

$$\frac{\partial V_r}{\partial t} = \delta(u_m - u_c) V_r$$

Учитывая, что в двухфазном потоке только часть порового пространства занята нефтяной фазой:

$$\frac{\partial V_r}{\partial t} = S_o \delta(u_{mo} - u_c) V_r \quad (1)$$

Если N_r — число капилляров радиуса r , h — толщина осадочного слоя, то $V_r = N_r \pi ((r+h)^2 - r^2) L$. Из (1) следует, что скорость u_e увеличения радиуса пор будет равна

$$u_e = \frac{\partial h}{\partial t} = S_o \delta(u_{mo} - u_c) h \frac{r + h/2}{r + h}.$$

↑
кр скорость

Наконец, u_r скорость изменения радиуса капилляра и толщины осадочного слоя (с обратным знаком) за счет осаждения и уноса частиц в капилляре, занятом нефтяной фазой, будет равна:

$$u_r = u_e - u_d \quad \leftarrow 9) \quad \leftarrow r$$

Блокировка пор. Согласно предположению два, радиус горловины порового канала равен $r_g = \gamma r$, где $\gamma \leq 1$. Радиус капилляра, который может быть перекрыт частицей размера l , не больше $r = l/(2\gamma)$.

Предположим, что доля заблокированных капилляров радиуса r пропорциональна числу частиц, попадающих в такие каналы, размеры которых удовлетворяют условию запираания $l \geq 2\gamma r$, с коэффициентом пропорциональности β : ($0 < \beta \leq 1$) (этот коэффициент можно назвать коэффициентом формы частиц). Пусть N — общее число капилляров в образце пористой среды единичного сечения. Объем одной частицы равен $v = \pi l^3 / 6$. За время Δt частицы войдут в капилляры радиуса r в объеме, пропорциональном количеству протекающей нефти: $V_{ri} = \pi r^2 C S_o u_{mo} N \varphi dr \Delta t$. В этом объеме будет находиться следующее количество частиц: $M = V_{ri} / v = 6\beta r^2 C S_o u_{mi} N \varphi dr \Delta t / l^3$. Число закупоренных капилляров радиуса r также будет равно M . С другой стороны, в результате закупоривания пор функция распределения пор по размерам за время Δt изменяется на $\Delta \varphi_i$ и количество закупоренных пор может быть выражено через эту величину: $M = N \Delta \varphi_i dr$. Приравнявая последние две величины, получим $\Delta \varphi_i / \Delta t = 6\beta r^2 C S_o u_{mi} \varphi / l^3$. Таким образом, скорость блокировки пор, занятых нефтью, будет равна:

$$u_b = 6\beta r^2 C S_o u_{mi} \varphi / l^3, \quad (2\gamma r \leq l)$$

и

$$u_b = 0, \quad (2\gamma r > l)$$

Пористость. Оценим изменение динамической пористости, вызванное структурными изменениями порового пространства, представив пористость в текущий момент времени как произведение $m = m_f m_0$, где коэффициент m_f , описывающий изменение пористости, определим соотношением:

$$m_f = \int_0^\infty r^2 \varphi dr / \int_0^\infty r^2 \varphi_0 dr$$

Проницаемость. Оценим изменение абсолютной проницаемости, вызванное изменением структуры порового пространства вследствие закупорки и закупорки пор, представляя проницаемость в момент времени как произведение $k = k_f k_0$, где коэффициент k_f , характеризующий относительное изменение проницаемости, определим используя модель параллельных капилляров и закон Пуазейля:

$$k_f = \frac{\int_0^{\infty} r^4 \varphi(r) dr}{\int_0^{\infty} r^4 \varphi_0(r) dr}$$

Скорость массообмена. Если q_p – общая скорость изменения объема частиц в нефтяной фазе, то за время Δt объем изменяется на величину $q_p \Delta t$. За этот же период времени радиусы капилляров изменяются на величину $\Delta r = u_r \Delta t$, что приводит к уменьшению проницаемости и пористости. В результате

$$q_p \Delta t = m \left[\int_0^{\infty} (r + \Delta r)^2 \varphi dr - \int_0^{\infty} r^2 \varphi dr \right] / \int_0^{\infty} r^2 \varphi dr$$

Пренебрегая членом второго порядка, получим

$$q_p = 2m \int_0^{\infty} r u_r \varphi dr / \int_0^{\infty} r^2 \varphi dr$$

Скорость перехода нефти из подвижного состояния в неподвижное, обусловленная блокировкой поровых каналов, может быть рассчитана по доле закупоренных пор:

$$q_o = m \int_0^{\infty} u_b r^2 dr / \int_0^{\infty} \varphi(r) r^2 dr$$

Скорость перехода частиц парафина в неподвижное состояние за счет блокирования в поровых каналах нефтяной фазы будет равна

$$q_{p2} = C q_o$$

3. Заключительные замечания

Представленная модель позволяет прогнозировать, когда произойдут изменения коллекторских свойств, на каком участке залежи и как эти изменения повлияют на нефтеотдачу в зависимости от конкретных геофизических условий и условий заводнения. Дальнейшее развитие модели возможно путем совершенствования термодинамической модели осаждения парафинов в нефтяных смесях.

Литература

1. Adeyanju O.A. and Oyekunle L.O. Simulation of paraffin deposition in petroleum reservoirs. ASPES 2 (3), 1-18 (2010). <https://ir.unilag.edu.ng/handle/123456789/6235>

2. Turner W. R., Brown D. S., and Harrison D. V. Properties of Paraffin Waxes. Composition by Mass spectrometer Analysis. *Industrial and Engineering Chemistry* **47** (6) 1219-1226 (1955). <https://doi.org/10.1021/ie50546a049>
3. Sandyga M. S., Struchkov I. A., and Rogachev M. K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling. *J. Petroleum Exploration and Production Technology* (10) 2541–2558 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00924-2>
4. Mozes, G. Y. (Ed.): Paraffin products: Properties, technology, applications. New York, Elsevier Scientific Publishing (1982).
5. Butler R. M., MacLeod D. M. Solid-liquid equilibria in wax crystallization 39 (2) 53-63 (1961) <https://doi.org/10.1002/cjce.5450390202>
6. Hansen, J. H., Fredenslund Aa., Pedersen K. S., and Ronningsen H. P., A Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils, *AIChE J.*, 34 (12), 1937-1942 (1988). <https://doi.org/10.1002/aic.690341202>
7. Svendsen J.A. Mathematical modeling of wax deposition in oil pipeline systems. *AIChE*, 39 (8) 1377-1388 (1993). <https://doi.org/10.1002/aic.690390815>
8. Wang Sh., Civan F. Modeling Formation Damage by Asphaltene Deposition During Primary Oil Recovery. *J. Energy Resour. Technol.* **127** (4), 310–317 (2005) <https://doi.org/10.1115/1.1924465>
9. Adesina F., Anthony A., Churchill A., and Olawale D. Modeling of Wax Deposition During Oil Production Using a Two-Phase Flash Calculation. *Petroleum & Coal* **52** (3), 193–202 (2010)
10. Wang Sh., Civan F. Model-Assisted Analysis of Simultaneous Paraffin and Asphaltene Deposition in Laboratory Core Tests. *J. Energy Resour. Technol.*, **127** (4), 318-322 (2005) <https://doi.org/10.1115/1.1924466>
11. Weingarten J.S., Euchner J.A. Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition. *SPE Production Engineering*, 121-126 (Feb. 1988)
12. Ring J.N., Wattenbarger R.A., Keating J.F., and Peddlbhotla S. Simulation of Paraffin Deposition in Reservoirs. *SPE Production & Facilities* 36–42 (Feb. 1994)
13. A. Adeyanju Olusiji and O. Oyekunle Layioye. New Multi-Solid Thermodynamic Model for Improved Cloud Point Prediction of Waxy Crudes. *Petroleum & Coal* 52 (4) 235-242 (2010) <https://ir.unilag.edu.ng/handle/123456789/6238>
14. Wang Sh., Civan F. Simulation of Paraffin and Asphaltene Deposition in Porous Media. *SPE Int. Symposium on Oilfield Chemistry*, 1999, 16-19 February, Houston, Texas. <https://doi.org/10.2118/50746-MS>

15. Kozeny, J. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. Sitzungsber Akad. Wiss., Wien **136** (2a), 271-306 (1927)
16. Nikiforov A.I. & Nikan'shin D.P. Simulation of transfer of solid particles by a filtration flow. J. of Engineering Physics and Thermophysics **71**, 933–938 (1998)
<https://doi.org/10.1007/BF02681442>
17. Nikiforov A. I., Zakirov T. R. and Nikiforov1 G. A. Model for Treatment of Oil Reservoirs with Polymer-Dispersed Systems. Chem Tech Fuels Oils **51** (1), 105–112 (2015)
<https://doi.org/10.1007/s10553-015-0581-1>
18. Burdine N. T. Relative permeability calculations from pore size distribution data. SPE 225-G, Petroleum Transactions AIME **198**, 71-78 (1953)
19. Sharma M.M., Yortsos Y.C. Transport of Particulate Suspensions in Porous Media: Model Formulation. AIChE J. **33** (10) 1636-1643 (1987).
20. Gruesbeck C., Collins R.E. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. SPEJ 847–856 (Dec. 1982) doi: [10.2118/8430-PA](https://doi.org/10.2118/8430-PA)