

# 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  $\phi$  – 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;  $\rho_w$  – плотность водной фазы;  $\rho_o$  – плотность нефтяной фазы;  $\rho_p$  – 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;  $P_\alpha$ ,  $\mu_\alpha$ ,  $f_\alpha$  — соответственно давление, вязкость и относительная проницаемость фазы  $\alpha$ , 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,  $\alpha$  – 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  $\gamma$  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  $\zeta$  — 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  $\beta$ : ( $0 < \beta \leq 1$ ) (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  $\Delta t$  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:  $M = V_{ri} / v = 6r^2 C S_o u_{mi} N \varphi dr \Delta t / l^3$ . Число закупоренных капилляров радиуса  $r$  также будет равно  $M$ . С другой стороны, в результате закупоривания пор функция распределения пор по размерам за время  $\Delta t$  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  $\Delta \varphi_i / \Delta t = 6r^2 C S_o u_{mi} \varphi / l^3$ . 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  $\Delta t$  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)