**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 кольматации 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 внутрипоровая скорость превышает критическую внутрипоровую 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:



Псевдокомпонент нефти может существовать только в нефтяной фазе:



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]:



где  – пористость среды;  – водонасыщенность;  - нефтенасыщенность; ;  – скорость водной фазы;  – скорость нефтяной фазы;  – плотность водной фазы;  – плотность нефтяной фазы;  - плотность парафина. *C* – объемная концентрация осадка парафина в нефтяной фазе;  представляет собой массовую долю масляного компонента в нефтяной фазе,  и  – массовые доли растворенного парафина и взвешенного осадка парафина в нефти, .  - скорость отложения парафиновых отложений в общем объеме пористой породы.

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



где *k* — коэффициент абсолютной проницаемости пористой среды; , ,  – соответственно давление, вязкость и относительная проницаемость фазы α, где  – обозначает смачивающую фазу (вода),  – несмачивающую фазу (нефть).

Капиллярным давлением между паровой и жидкой фазами пренебрегают. Таким образом,  представляет собой давление в поровых флюидах.

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

Предполагая, что вода, нефть, парафин и скелет породы имеют одинаковую температуру в некотором пространстве, уравнение баланса полной энергии всей системы при тепловом равновесии может быть выражено по аналогии с [8, 14] в виде



В этом уравнении , , и  обозначают энтальпии воды, нефти, парафина и пористого пласта соответственно. , ,  и  – теплопроводности воды, нефти, парафина и пористого пласта соответственно. *T* – равновесная температура всей системы.

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



где  – мольные доли растворенного в нефти парафина,  – мольные доли осадка парафина,  – скрытая теплота плавления парафина (кал/г-моль),  – температура плавления парафина ().

**Кинетика осаждения парафина.** Скорость осаждения парафина представлена в виде суммы двух слагаемых:



Первый член представляет отложение на поверхности пор и унос парафиновых отложений стекающей нефтяной фазой с поверхности пор, когда внутрипоровая скорость превышает критическую внутрипоровую скорость, необходимую для охвата поверхностных отложений. Последний член представляет собой термин закупорки порового канала [8,14].

**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. .

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



где  – скорость изменения радиусов поровых каналов;  - скорость изменения числа поровых каналов радиуса *r*. По физике явления  определяется процессами осаждения и уноса, а  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  поровых каналов. Следовательно, скорость отлична от 0 только в области , где *l* — характерный размер частиц. Также отметим, что блокироваться могут и каналы, у которых радиусы горловины изначально были больше , 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 нефтьм, 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 блокирован частицами размера *l*, если . 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 , где *С* — объемная концентрация частиц; *L* – длина порового канала;  – среднее значение скорости жидкости в канале; *D* – коэффициент диффузии.

Средняя скорость  нефтяной фазы в капилляре радиуса *r* будет связана с полной скоростью  соотношением



где ς — 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:



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

 (1)

Если  – число капилляров радиуса *r*, *h* – толщина осадочного слоя, то . Из (1) следует, что скорость  увеличения радиуса пор будет равна

.

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

.

**Блокировка пор.** Согласно предположению два, радиус горловины порового канала равен ****, где . Радиус капилляра, который может быть перекрыт частицей размера *l*, не больше ****.

Предположим, что доля заблокированных капилляров радиуса *r* пропорциональна числу частиц, попадающих в такие каналы, размеры которых удовлетворяют условию запирания , с коэффициентом пропорциональности  (этот коэффициент можно назвать коэффициентом формы частиц). Пусть *N* — общее число капилляров в образце пористой среды единичного сечения. Объем одной частицы равен . За время  частицы войдут в капилляры радиуса *r* в объеме, пропорциональном количеству протекающей нефти: . В этом объеме будет находиться следующее количество частиц: . Число закупоренных капилляров радиуса *r* также будет равно *M*. С другой стороны, в результате закупоривания пор функция распределения пор по размерам за время  изменяется на  и количество закупоренных пор может быть выражено через эту величину: . Приравнивая последние две величины, получим . Таким образом, скорость блокировки пор, занятых нефтью, будет равна:



и



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



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



**Скорость массообмена.** Если  – общая скорость изменения объема частиц в нефтяной фазе, то за время  объем изменяется на величину . За этот же период времени радиусы капилляров изменяются на величину , что приводит к уменьшению проницаемости и пористости. В результате



Пренебрегая членом второго порядка, получим



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



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



**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](https://asmedigitalcollection.asme.org/energyresources/article/127/4/310/443906/Modeling-Formation-Damage-by-Asphaltene-Deposition?searchresult=1). 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](https://doi.org/10.2118/50746-MS" \t "_blank)
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](https://link.springer.com/journal/10891) **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://www.researchgate.net/deref/http%3A%2F%2Fdx.doi.org%2F10.2118%2F8430-PA)