



УДК 622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021



### Исследование температурных условий образования органических отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти

М.С. Сандыга<sup>1</sup>, И.А. Стручков<sup>2</sup>, М.К. Рогачев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский горный университет (Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

<sup>2</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1)

### Research of Temperature Conditions of Organic Sediments Formation in the Productive Formation at Paraffinic Oil Well Production

Mikhail S. Sandyya<sup>1</sup>, Ivan A. Struchkov<sup>2</sup>, Mikhail K. Rogachev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Saint Petersburg Mining University (2 21st line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

<sup>2</sup>LLC Tyumen Oil Research Center (79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2020. Принята / Accepted: 01.02.2021. Опубликовано / Published: 01.04.2021

#### Ключевые слова:

органические отложения, компьютерная томография, температура насыщения нефти парафином, фильтрационные исследования, фазовые переходы в пласте, коагуляция порового пространства, термобарические условия образования отложений.

Представлены результаты исследований температурных условий образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти, в том числе результаты экспериментальных исследований по оценке температуры насыщения нефти парафином в поровом пространстве пород-коллекторов. Исследования проведены с целью обоснования и разработки технологии предотвращения таких отложений в системе «пласт – скважина». Результаты фильтрационных и реологических исследований показали, что для одной и той же нефти температура насыщения парафином в поровом пространстве породы-коллектора может превышать величину этого параметра в свободном объеме. Установлено, что для исследованных растворов (моделей высокопарафинистых нефтей) фазовый переход парафина из жидкого в твердое состояние, то есть образование кристаллов парафина в поровом пространстве, происходит при температуре на 3–4 °С выше, чем в свободном объеме. Результаты томографических исследований ядерного материала, выполненных до и после фильтрации через него парафинсодержащего раствора при снижении температуры, показали, что открытая пористость образцов горной породы уменьшается в среднем в четыре раза из-за коагуляции их порового пространства парафином. На основе результатов фильтрационного эксперимента и компьютерной томографии создана цифровая модель ядра, которая позволяет моделировать течение флюида в поровом пространстве горной породы до и после формирования в нем парафиновых отложений. Результаты расчетов динамики изменения теплового поля вокруг нагнетательной скважины подтвердили вероятность охлаждения призабойной зоны скважины до температуры, равной температуре начала кристаллизации парафина, а также вероятность продвижения фронта холодной воды до соседних добывающих скважин, что способно вызвать значительное снижение продуктивности последних из-за образования парафиновых отложений в поровом пространстве пород-коллекторов. Результаты исследований рекомендуется учитывать при разработке нефтяных месторождений в условиях возможного образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в продуктивном пласте. Это позволит более надежно прогнозировать и эффективно предотвращать их образование в системе «пласт – скважина».

#### Keywords:

organic deposits, computed tomography, temperature of oil saturation with paraffin, filtration studies, phase transitions in the reservoir, clogging of the pore space, thermobaric conditions for the formation of deposits.

The paper presents the studies results of the temperature conditions for the formation of organic (asphalt-resin-paraffinic) deposits in the productive formation during the downhole production of paraffinic oil, including the results of experimental studies to assess the temperature of oil saturation with paraffin in the pore space of reservoir rocks. The studies were carried out in order to substantiate and develop a technology for preventing such deposits in the "reservoir - well" system. The results of filtration and rheological studies showed that for the same oil, the wax saturation temperature in the pore space of the reservoir rock could exceed the value of this parameter in the free volume. It was found that for the investigated solutions (models of highly paraffinic oils), the phase transition of paraffin from liquid to solid state, the formation of wax crystals in the pore space occurred at a temperature 3–4 °C higher than in the free volume. The results of tomographic studies of the core material, performed before and after filtration of a paraffin-containing solution through it with a decrease in temperature, showed that the open porosity of rock samples decreased on average four times due to the clogging of their pore space with paraffin. Based on the results of the filtration experiment and computed tomography, a digital core model was created, which allowed modeling the fluid flow in the pore space of the rock before and after the formation of paraffin deposits in it. The calculations results of the changes dynamics in the thermal field around the injection well confirmed the probability of cooling the bottomhole zone of the well to a temperature equal to the temperature of the onset of wax crystallization, as well as the probability of the cold water front advancing to neighboring production wells, which could cause a significant decrease in the productivity due to the formation of paraffin deposits in pore space of reservoir rocks. The research results are recommended to be taken into account when developing oil fields in conditions of possible formation of organic (asphalt-resin-paraffinic) deposits in the productive formation. This will make it possible to more reliably predict and effectively prevent its formation in the "reservoir - well" system.

**Сандыга Михаил Сергеевич** – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: sandyyamikha@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

**Стручков Иван Александрович** – кандидат технических наук, руководитель группы отдела геологии и разработки месторождений совместных предприятий управления геологии и разработки месторождений новых и зарубежных активов (тел.: +007 982 133 79 69, e-mail: iastruchkov@tnc.rosneft.ru).

**Рогачев Михаил Константинович** – профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, заслуженный работник высшей школы РФ (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: rogachev@mail.ru).

**Mikhail S. Sandyya** (Author ID in ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-9325-1866>, Author ID in Scopus: 57205284936) – PhD Student at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: sandyyamikha@mail.ru). The contact person for correspondence.

**Ivan A. Struchkov** (Author ID in ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-6670-5239>, Author ID in Scopus: 57190049318) – PhD in Engineering, Head of the Group at the Field Geology and Development Department of the New and Foreign Assets (tel.: +007 982 133 79 69, e-mail: iastruchkov@tnc.rosneft.ru).

**Mikhail K. Rogachev** (Author ID in ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-9121-5140>, Author ID in Scopus: 57212264496) – Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Honored Worker of Higher Education of the Russian Federation (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: rogachev@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Сандыга М.С., Стручков И.А., Рогачев М.К. Исследование температурных условий образования органических отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.84–93. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.6

Please cite this article in English as:

Sandyya M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Research of Temperature Conditions of Organic Sediments Formation in the Productive Formation at Paraffinic Oil Well Production. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.2, pp.84-93. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.6

## Введение

Скважинная добыча парафинистой нефти может быть серьезно осложнена из-за образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений не только в самих добывающих скважинах, но и непосредственно в продуктивном пласте. Несмотря на большое количество исследований в области борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в нефтедобывающих скважинах, до сих пор остается малоизученным механизм образования этих отложений в поровом пространстве пород-коллекторов. Известны работы, в которых для изучения этого механизма используют реологические, фильтрационные и оптические методы исследований, а также импульсный ядерно-магнитный резонанс [1–8].

Как известно, основными факторами, влияющими на образование органических отложений в поровом пространстве пласта, являются давление и температура. Использование системы поддержания пластового давления в процессе разработки месторождений позволяет успешно поддерживать энергетическое состояние пласта на заданном уровне. Однако в большинстве случаев температуру закачиваемой воды не контролируют. Поэтому в результате закачки большого количества холодной воды наблюдается снижение пластовой температуры [9–12]. Проблема кольматации порового пространства призабойной зоны пласта отложениями парафина в результате снижения температуры описывается в работах Г.К. Борисова, Т.Н. Юсуповой и др. [13–21]. Этими авторами проводились фильтрационные исследования, которые показали, что при понижении температуры происходит снижение проницаемости керна, обусловленное образованием кристаллов парафина. При этом некоторые ученые говорят о том, что формирование органических отложений в поровом пространстве продуктивного пласта может начаться уже при его первичном вскрытии бурением в результате поглощения холодных технологических жидкостей [22, 23].

Одним из главных параметров пластовой нефти, учитываемых при выборе технологий предотвращения образования отложений парафина в призабойной зоне пласта [24], является температура насыщения ее парафином. Нефть – это сложная, многокомпонентная дисперсная система, изменение состава которой в процессе разработки месторождения оказывает существенное влияние на температуру насыщения нефти парафином и на остальные свойства системы. Даже с использованием всех имеющихся на сегодняшний день методик исследования и лабораторного оборудования исследователь не в состоянии в полной мере описать все возможные комбинации составов дисперсных систем, а также определить вклад каждого компонента системы в отдельности в изменение ее свойств. Ввиду сложности проведения многофакторного анализа влияния различных компонентов нефти на образование отложений парафина в данной статье анализируются методики исследований и результаты моделирования максимально упрощенных систем – парафинсодержащих растворов.

Новизна результатов выполненных исследований заключается в том, что тремя независимыми методами исследований (фильтрационных, реологических, томографических) показано, что для одной и той же нефти температура насыщения ее парафином в поровом пространстве породы-коллектора может заметно превышать величину этого параметра в свободном объеме.

## Информация об объекте исследования

На примере Ромашкинского нефтяного месторождения рассматривается проблема образования отложения парафина в призабойной зоне скважин и определяются возможные пути ее решения. Месторождение было открыто в 1948 г. и является крупнейшим для Волго-Уральской нефтеносной провинции. Глубина залегания продуктивных пластов в среднем составляет 1750 м. При этом начальная пластовая температура колеблется в районе 37 °С. Нефть Ромашкинского месторождения парафинистая (около 5 %), малосмолистая (16,5 %) с плотностью 820 кг/м<sup>3</sup>. Разработка месторождения началась в 1952 г. За счет больших размеров месторождения законтурные и приконтурные системы искусственного заводнения были малоэффективны и не позволяли поддерживать пластовое давление на заданном уровне. В связи с этим на данном месторождении впервые в России было предложено формирование внутриконтурной системы заводнения. Так, рядами нагнетательных скважин месторождение разрезалось более чем на 20 блоков. Однако ряд пропластков со временем перестал принимать воду. Одним из основных осложнений в процессе добычи нефти на промыслах данного объекта принято считать образование отложений парафина. В 50–60-е гг. прошлого века в период максимальных уровней добычи нефти межочистной период на некоторых скважинах составлял порядка 3–4 ч [25, 26]. Данное месторождение – одно из немногих в России, на котором проводилось длительное изучение изменения температурного режима работы продуктивных пластов в связи с закачкой в них больших объемов холодной воды. Использование контрольных скважин позволило изучить влияние закачки холодной воды на изменение температурного фронта в пласте на протяжении 6–7 лет эксплуатации [10, 11].

Первое значительное снижение температуры пласта до 23 °С было зафиксировано в 1966 г. в скважине, расположенной на расстоянии 250 м от нагнетательной скважины. Скважина эксплуатировалась с дебитом 70–110 т/сут. Закачка воды началась в 1960 г. Приемистость нагнетательной скважины варьировалась в диапазоне 700–1800 м<sup>3</sup>/сут при мощности пласта порядка 10 м. Температура воды напротив поглощающего горизонта варьировалась зимой от 7 до 12 °С, а летом – от 18 до 25 °С. Через 5 месяцев после начала закачки воды на участке была достигнута четырехкратная промывка порового пространства водой, и добывающая скважина при обводненности 50 % была переведена в контрольный фонд. В качестве примера можно выделить еще две добывающие скважины, пробуренные на расстоянии 390 и 600 м от нагнетательного ряда скважин. За 6 лет в первой скважине температура снизилась с 37° до 26–27 °С. В районе второй скважины пласт был промыт 1–2 поровыми объемами воды, при этом температура на забое снизилась всего на 1–2 °С. Дебит первой скважины был в 3 раза ниже, чем дебит второй скважины (23 т/сут против 60–80 т/сут соответственно). Авторы отмечают, что снижение продуктивности скважин охлажденных пластов могло быть обусловлено как снижением подвижности нефти, так и кристаллизацией парафина. К тому же невыработанные пласты, расположенные выше и ниже заводняемых пластов, могут охлаждаться, что также может вызвать осложнения при их разработке [10, 11].

## Методика лабораторных исследований

Определение температуры насыщения модельного раствора нефти парафином с помощью реологического метода. Для оценки температуры насыщения модельного раствора нефти парафином готовился парафинсодержащий

раствор с концентрацией парафина 20 % масс. Керосин в расчетном объеме наливали в стакан из кварцевого стекла. Затем добавляли расчетное количество твердого парафина. После этого стакан накрывали герметичной крышкой и нагревали на водяной бане до температуры 52–58 °С (до полного растворения парафина). Раствор приготавливали непосредственно перед проведением эксперимента.

В данном исследовании использовался керосин, признанный международным стандартом ASTM D-3699-78 как сорт 1-К (менее 0,04 % серы по массе). Керосин получают путем фракционной перегонки нефти при температуре от 150 до 290 °С при атмосферном давлении, в результате чего образуется смесь углеводородов с углеродным числом от C<sub>9</sub> до C<sub>16</sub>. Плотность керосина составляет 780–810 кг/м<sup>3</sup>, температура застывания стандартизирована при –47 °С, а температура помутнения – около –40 °С. Парафин получают из нефти, он представляет собой смесь углеводородов с углеродным числом от 20 до 40. Температура плавления парафина составляет примерно 52 °С, поэтому он является твердым при температуре окружающей среды. Плотность парафина составляет около 900 кг/м<sup>3</sup> [28].

Определение температуры застывания парафинсодержащего раствора производилось реологическим методом с использованием автоматизированного анализатора вязкости – реометра при атмосферном давлении в измерительной системе «плита – плита» (открытая измерительная система). При проведении испытаний модельного раствора наблюдались следующие условия: отсутствие проскальзывания, ламинарное установившееся течение, отсутствие химических изменений в образце в процессе испытания. Охлаждение и нагрев раствора при проведении эксперимента осуществлялось при помощи элемента Пельтье.

После приготовления раствора его помещали в измерительную систему и выдерживали при 60 °С в течение нескольких минут. Затем проводили эксперимент при скорости сдвига, равной 5,1 с<sup>-1</sup>, и скорости снижения температуры, равной 1 °С/мин. Раствор охлаждали с 60° до 10 °С, при этом измерительная система записывала температуру и вязкость раствора. Температура кристаллизации парафина в растворе определялась по излому кривой вязкости (зависимость вязкости раствора от температуры).

Определение температуры насыщения модельного раствора нефти парафином в поровом пространстве горной породы. Для определения температуры насыщения модельного раствора нефти парафином в поровом пространстве горной породы был использован фильтрационный метод. Он основан на получении зависимости градиента давления при фильтрации раствора от температуры. При этом температура насыщения раствора парафином определялась по излому графика полученной зависимости.

В состав фильтрационной установки входят два двухцилиндровых механических насоса, два поршневых аккумулятора (для исследуемых флюидов) и кернодержатель. Давление флюида измеряется и контролируется с помощью датчиков давления, расположенных на входе и выходе кернодержателя. Все элементы установки находятся в термошкафу. Фильтрационная установка позволяет создавать давление обжима и поровое давление до 70 МПа, а также температуру до 150 °С с точностью ± 0,5 °С.

Предварительно образец керна диаметром 3 см и длиной 5 см экстрагировали спиртобензольной смесью в соотношении 1:2. Затем керн помещался в термошкаф и

высушивался до достижения постоянной массы при температуре 105 °С.

Для проведения фильтрационного эксперимента были подготовлены два флюида: парафинсодержащий раствор с концентрацией парафина, равной 20 % масс., и модель пластовой воды.

Методика проведения эксперимента состояла из четырех этапов:

1) керн насыщали моделью пластовой воды под вакуумом;

2) создавалась остаточная водонасыщенность в керне методом центрифугирования;

3) образец керна помещался в фильтрационную установку. Начальная температура в термошкафу устанавливалась равной 40 °С (это на 10 °С выше температуры насыщения раствора), горное давление устанавливалось равным 4,1 МПа. Проводилась фильтрация парафинсодержащего раствора при постоянном расходе (0,5 см<sup>3</sup>/мин) и снижении температуры со скоростью 1 °С/ч. Температура снижалась с 40 °С до 33 °С. Замерялись градиент давления, температура и количество закачанного раствора;

4) проводилась фильтрация модели пластовой воды при постоянном расходе (0,5 см<sup>3</sup>/мин) и температуре 33 °С до того момента, пока не перестанет выходить керосин, чтобы удалить из керна весь лишний керосин с парафином, который не был задействован в процессе отложения в поровом пространстве.

Томографические исследования керна. Компьютерная томография является неразрушающим методом изучения различных свойств горных пород. Метод основывается на различной поглощающей способности рентгеновского излучения разными минералами, входящими в состав горной породы. Образец горной породы закрепляли в держатель внутри кабины томографа. После начала сканирования держатель с образцом вращали вокруг вертикальной оси на 360° с заданной скоростью, позволяющей сделать серию рентгеновских снимков. Рентгеновское излучение проходит сквозь образец, теряя мощность пропорционально плотности породы, и регистрируется приемником. Из полученных данных создаются двумерные теневые проекции образца, которые представляют собой полутоновые изображения в градациях серого. На таких изображениях яркость характеризует величину ослабления излучения рентгеновских лучей (шкала Хаунсфилда) скелетом породы в результате фотоэффекта и комптоновского рассеяния. Различие породы, воды и парафина по плотности позволяет отфильтровать каждую фазу на снимках. После чего производят реконструкцию снимков в трехмерный образец.

Для проведения исследований использовался рентгеновский томограф SkyScan 1173. Данный аппарат имеет источник излучения мощностью 40–130 кВ, при этом обладает разрешающей способностью до 7–8 мкм.

Исследования проводились в три этапа. На первом этапе томограф был откалиброван для парафина. Для этого отсканировали кусок твердого парафина, и единица измерения Хаунсфилда (HU) была измерена как –600.

Затем была оценена возможность обнаружения парафина в объеме пор породы. Подготовили керн, в котором по всей длине было просверлено отверстие диаметром 3,5 мм. Данный образец просканировали и оценили объем отверстия по результатам томографии. Затем отверстие заполнили расплавленным парафином, а после его затвердения произвели повторное сканирование. Расхождение между объемом просверленного отверстия, полученным при первичном сканировании, и объемом парафина, полученным при втором сканировании, составило 3–4 %. Результаты приведены на рис. 1.



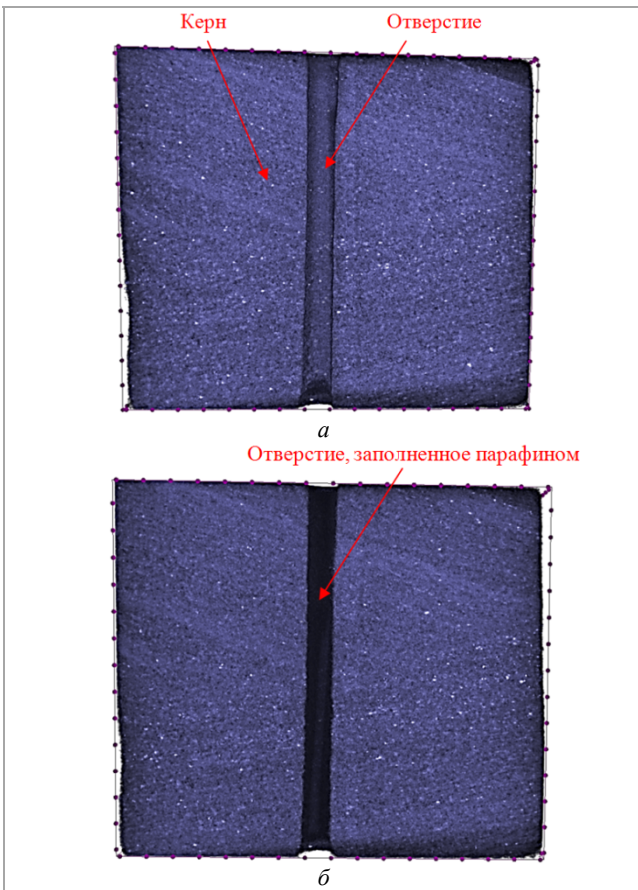


Рис. 1. Результаты томографических исследований керна с отверстием: а – керн с отверстием; б – керн с отверстием, заполненным парафином

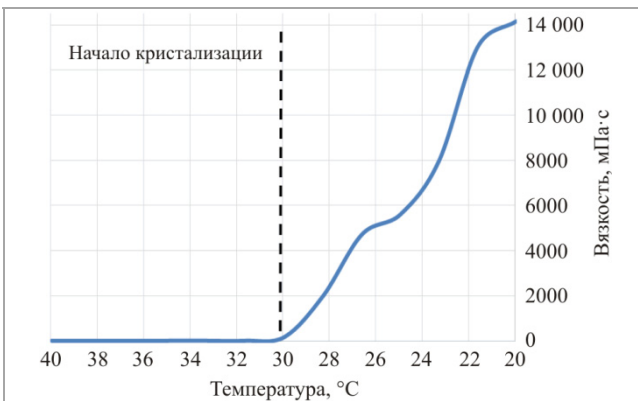


Рис. 2. Вязкостно-температурная зависимость, полученная для парафинсодержащего раствора при снижении температуры

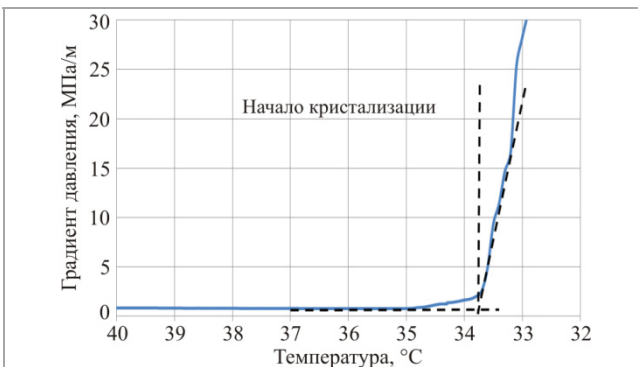


Рис. 3. Зависимость градиента давления от температуры при фильтрации парафинсодержащего раствора со снижением температуры

При обработке данных цифровых моделей были учтены калибровочные значения числа Хаунсфилда для парафина, полученные ранее. После этого приступили к основным этапам томографических исследований.

Исследования проводились в два этапа:

1) сканирование проэкстрагированного и высушенного образца керна для определения исходного порового объема и открытой пористости;

2) сканирование керна после фильтрации парафинсодержащего раствора при снижении температуры для определения объема пор, коагулированных парафином.

При реконструкции изображений учитывалась единица Хаунсфилда для парафина. Большая разница между HU для парафина (–600 HU), воды (0 HU) и камня ( $\approx 600$  HU) позволяет разделить каждую фазу на изображениях и определить площадь и объем коагуляции.

### Результаты лабораторных исследований

Результаты проведенных реологических исследований представлены на рис. 2. По зависимости парафинсодержащего раствора от температуры определили температуру его насыщения парафином, которая составила 30 °С. Стоит отметить, что для одного и того же раствора значение данного параметра, полученное в открытой измерительной системе, может отличаться от такового, полученного в поровом пространстве породы-коллектора.

На рис. 3 представлены результаты фильтрационного эксперимента.

Из данных рис. 3 видим, что градиент давления увеличивается с уменьшением температуры. Незначительный рост градиента давления в диапазоне температур 40–35 °С обусловлен ростом вязкости раствора. Резкий рост градиента давления в диапазоне температур 35–33 °С свидетельствует о снижении проницаемости керна, что можно объяснить образованием кристаллов парафина в поровом пространстве.

Из сопоставления вышеприведенных результатов реологических и фильтрационных исследований следует, что для парафинсодержащего раствора образование кристаллов парафина в поровом пространстве горной породы зафиксировано при температуре на 3–4 °С выше, чем в открытой измерительной системе. Данное явление авторами объясняется тем, что фильтрационный метод обладает значительно большей чувствительностью по сравнению с реологическим (вискозиметрическим) методом исследования. Изгиб на вязкостно-температурной кривой является при температуре, при которой в исследуемом растворе начинает образовываться пространственная решетка из парафина. Процесс кристаллизации парафина от момента образования зародышей кристаллов до формирования пространственной решетки может занимать продолжительное время в зависимости от напряжения сдвига и градиента температуры. Поровое пространство керна представлено порами и каналами различного диаметра, который может быть соизмерим с размерами зародышей кристаллов парафина. Поэтому стабильные зародыши кристаллов парафина уже могут создавать преграды для течения флюида в поровом пространстве. Соответственно, начало кристаллизации парафина в растворе фильтрационным методом фиксируется при большей температуре.

Для оценки изменения объема пор керна в результате кристаллизации парафина была проведена компьютерная томография. Были построены 3D-модели керна до и после фильтрации парафинсодержащего раствора и определена открытая пористость образца. Результаты исследования представлены на рис. 4.

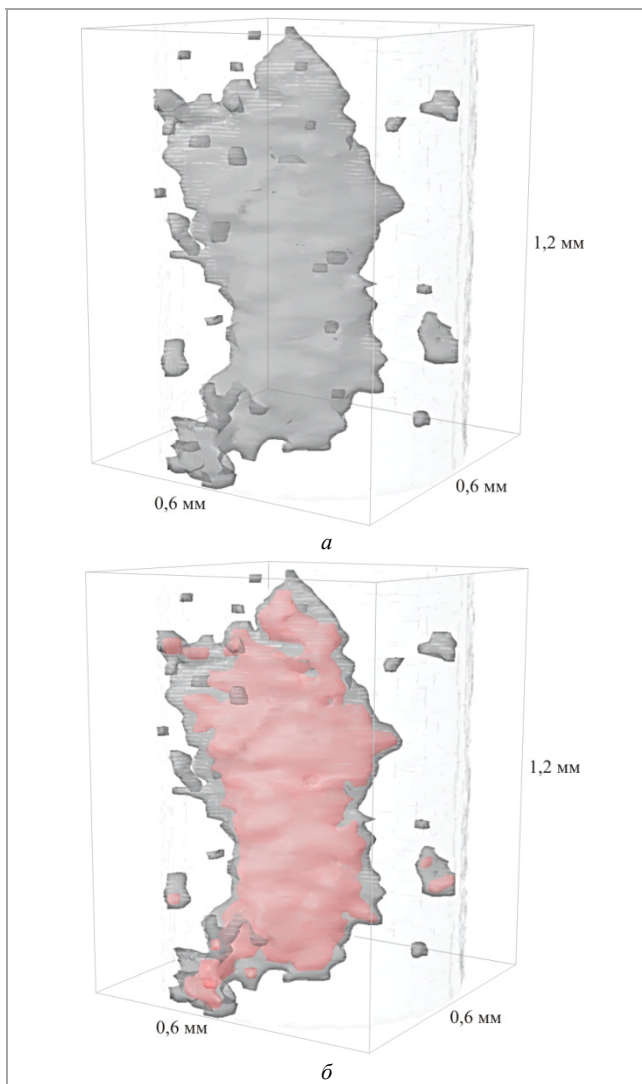


Рис. 4. Модели порового пространства кернa: а – экстрагированный и высушенный образец; пора образца кернa размером 0,6×0,6×1,2 мм, светло-серый – порода, темно-серый – поровое пространство; б – образец после фильтрации парафинсодержащего раствора со снижением температуры; светло-серый – порода, темно-серый – поровое пространство, красный – парафин

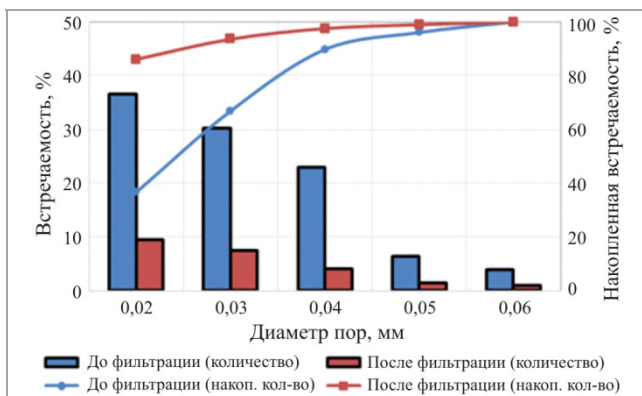


Рис. 5. Распределение объема пор кернa по диаметру до и после фильтрации через него парафинсодержащего раствора

Открытая пористость образца горной породы по данным микротомографии составила:  
 – экстрагированный образец породы – 9,0 %;  
 – образец породы после фильтрации со снижением температуры – 2,1 %.

Таким образом, из приведенных данных видно, что после фильтрации парафинсодержащего раствора со снижением температуры открытая пористость образца горной породы уменьшилась с 9,0 до 2,1 %, что свидетельствует о существенной коагуляции порового пространства кернa парафином.

Для более детального анализа изменения порового пространства образца породы в результате коагуляции твердыми частицами было построено распределение поровых каналов по диаметру до и после фильтрации. Результаты приведены на рис. 5: видим, что 76,7 % порового пространства (в диапазоне диаметров пор от 20 до 70 мкм) задействовано в процессе коагуляции парафином. Размеры пор более 70 мкм не включены в рассматриваемый диапазон, поскольку не задействованы в процессе коагуляции. Поры диаметром, сопоставимым (и менее) с размерами образованных частиц парафина в керосине, предположительно закупориваются. В порах диаметром, незначительно превышающем размеры частиц парафина, наблюдается адсорбция парафина. Результаты исследования показали, что поры больших размеров не вовлечены в процесс коагуляции, что согласуется с рядом исследований [29, 30].

Моделирование процесса коагуляции порового пространства горной породы. Для описания течения несжимаемой жидкости в поровом пространстве в работе были использованы обобщенные уравнения Навье – Стокса и закона Дарси. На внешних границах и твердых поверхностях внутри расчетной области нормальная и касательная компоненты скорости принимались равными нулю. В динамической модели пористая среда представлена двумя непрерывно проницаемыми и непроницаемыми путями. Течение жидкости в пористой среде можно описать, задав модель полной пористости. В тех областях модели, где геометрия поровых каналов слишком сложна, можно задать коэффициенты сопротивления потоку. В этом случае модель содержит диффузионный коэффициент.

Коэффициент инерционного сопротивления, выведенный из обобщенного закона Дарси, может быть представлен следующим выражением:

$$k_{IRF} = - \frac{2\Delta P A^2}{\rho L Q^2}, \quad (1)$$

где  $\Delta P$  – перепад давления вдоль образца длиной  $L$ , Па;  $A$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;  $Q$  – объемный расход флюида, м<sup>3</sup>/с.

В ламинарных потоках через пористые среды падение давления обычно пропорционально скорости, а коэффициент инерционного сопротивления можно считать равным нулю. Таким образом, фильтрационная модель сводится к линейному закону Дарси.

Две динамические модели (поровые домены с фильтрационными свойствами) были построены в симуляторе по данным компьютерной томографии и настроены на результаты фильтрационных экспериментов до и после отложения парафина в поровом пространстве. На рис. 6 показаны профили скоростей в трех сечениях кернового образца для двух динамических моделей, а также линии тока. Направление фильтрации флюида совпадает с направлением оси  $Y$ .

Осаждение парафина вызывает уменьшение гидравлического диаметра пор, соответственно – пористости и проницаемости. Частицы парафина, адсорбированные на поверхности поровых каналов, занимают часть порового объема, необходимого для фильтрации, поэтому области с высокими скоростями фильтрации уменьшились в размере и увеличились области с минимальными скоростями фильтрации по сравнению с исходным образцом (см. рис. 6, а).



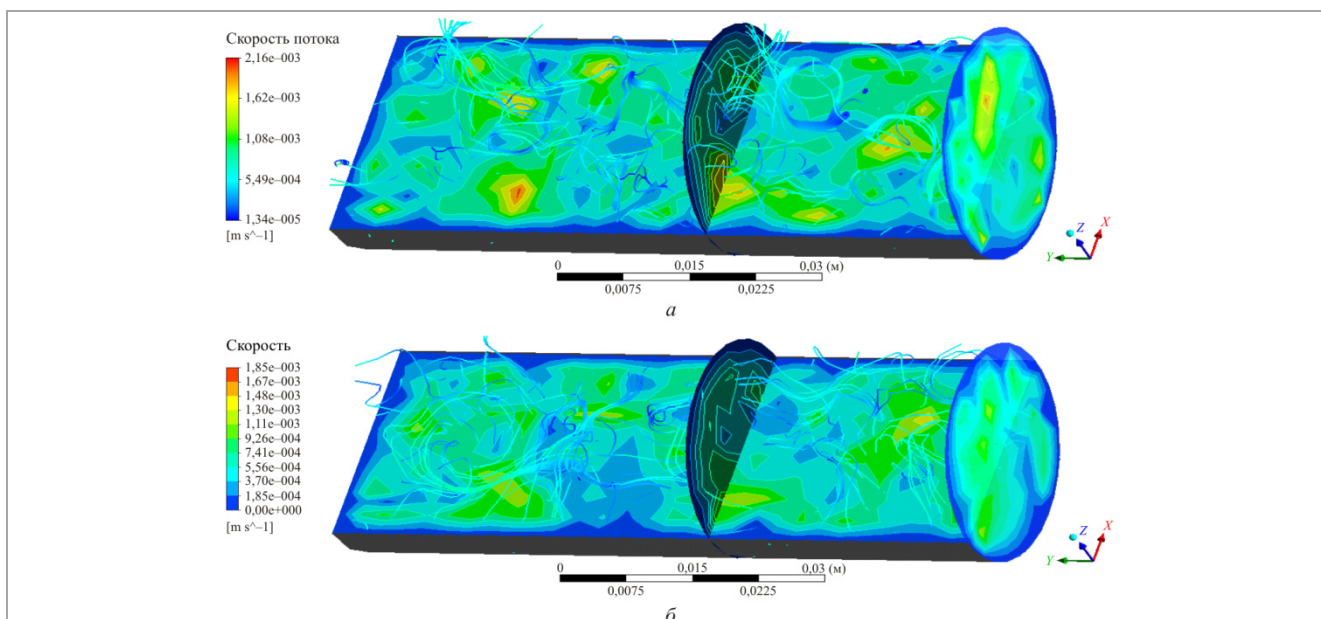


Рис. 6. Профиль скорости потока по образцу керна: а – перед осаждением парафина; б – после осаждения парафина

3D-моделирование с использованием цифрового керна позволяет оперативно определить фильтрационно-емкостные свойства образца без проведения дорогостоящих и длительных фильтрационных экспериментов. Зачастую для должного обоснования технологии воздействия на пласт наблюдается недостаток кернового материала, а стандартные лабораторные методы не позволяют осуществлять повторное моделирование фильтрационных процессов после химического или физического воздействия на керн (например, после кислотной обработки), так как нарушается первоначальная структура керна. В данном случае приходит на помощь использование цифровой модели керна, которая может быть также использована в условиях невозможности исследования керна фильтрационным методом (например, слабосцементированные породы).

Расчет температурного поля при нагнетании холодной воды. Эксплуатация нефтяных месторождений с закачкой холодной воды может сопровождаться изменением температурного поля в продуктивном пласте и вызывать фазовые переходы парафина в нефти при фильтрации. Чтобы оценить возможность кристаллизации парафина в поровом пространстве пласта, авторы рассчитали изменение температурного поля в окрестности нагнетательной скважины в результате нагнетания холодной воды на примере Ромашкинского месторождения. Расчет производился на основе концепта Ловерье [43]. Концепт заключается в расчете переноса тепла в пласте с постоянной толщиной, пористостью и проницаемостью. В качестве основных допущений и упрощений выступали следующие: вертикальный градиент температуры в пласте игнорируется; нижняя граница пласта не пропускает ни воду, ни тепло, а верхняя граница не пропускает только воду. Уравнения были предложены Ловерье для расчета распределения температуры в пласте в зависимости от времени и положения при закачке горячей воды в нагнетательную скважину. Позднее Барендс [31] предложил на основе концепта Ловерье рассчитывать температурное поле в горячем пласте при закачке холодной воды в нагнетательную скважину.

Результаты расчетов приведены на рис. 7. График был построен с учетом геолого-физических свойств горных пород месторождения, а также промысловой информации.

На рисунке видно, что через год после начала закачки холодной воды снижение пластовой температуры наблюдается на расстоянии 280 м от забоя нагнетательной скважины. После 7 лет работы нагнетательной скважины температурный фронт сдвинется на 600 м. Таким образом, наблюдается возможность охлаждения пласта и, соответственно, кристаллизация парафина в поровом пространстве и коагуляция порового объема межскважинного пространства. Следует отметить, что точность расчетов ограничивается неоднородностью пласта по разрезу, которая обуславливает промывание высокопроницаемых зон пласта большим объемом воды и соответственно их более быстрое охлаждение.

Оценка объема отложений парафина в пласте. При температуре ниже температуры насыщения парафин может быть частично растворен, суспендирован в нефти и частично адсорбирован на поверхности стенок пор. Растворимость парафина и осаждение могут быть описаны теорией идеального решения [33]:

$$x_{ws} = x_{wl} \exp \left[ \frac{\Delta H}{RT} \left( 1 - \frac{T}{WAT} \right) \right], \quad (2)$$

где  $x_{ws}$  – мол.д. парафина, выпавшего в осадок, д.ед;  $x_{wl}$  – мол.д. парафина, растворенного в нефти, д.ед;  $\Delta H$  – энтальпия кристаллизации парафина, кДж/моль;  $R$  – универсальная газовая постоянная, кДж/моль·К;  $T$  – абсолютная температура, К;  $WAT$  – температура насыщения нефти парафином, К.

В процессе снижения температуры равновесие в уравнении (2) смещается в сторону кристаллизации парафина. Уравнение (2) позволяет оценить количество парафина, который осаждается из нефти в зависимости от температуры. Чтобы найти отношение количества суспендированного парафина к количеству растворенного парафина в нефти при различных температурах, необходимо определить энтальпию кристаллизации парафина. Для этого И.А. Стручков и М.К. Рогачев [33, 34] получили экспериментальные зависимости давления насыщения модельных растворов парафином от давления и концентрации в них парафина. Результаты приведены на рис. 8.

Авторы показали, что зависимость начала кристаллизации парафина от давления для всех

концентраций парафина в керосине имеет логарифмический вид и описывается следующим уравнением:

$$P = P^* + k \ln \left( \frac{WAT}{WAT^*} \right), \quad (3)$$

где  $P^*$  – атмосферное давление, МПа;  $WAT^*$  – температура насыщения при атмосферном давлении, °С;  $WAT$  – температура насыщения при давлении  $P$ , °С;  $k$  – константа фазового перехода в уравнении Клаузиуса – Клапейрона.

Полученные данные полностью согласуются с термодинамическим уравнением Клаузиуса – Клапейрона, описывающим переход веществ из одной фазы в другую при изменении внешних условий [31]. Такие фазовые переходы именуется переходами первого рода и характеризуются постоянством температуры и изменениями энтропии и объема. При кристаллизации парафина отводимая теплота расходуется на создание кристаллической решетки, образованной парафином. В результате этого система переходит в более упорядоченное состояние, что, согласно второму закону термодинамики, сопровождается уменьшением энтропии системы.

На основе полученных результатов (см. рис. 8) в работе [34] построена зависимость Вант Хоффа для давлений в диапазоне от 0,1 до 35 МПа и концентраций парафина в керосине в диапазоне от 10 до 60 % (рис. 9).

Путем преобразования уравнения Вант Хоффа и Гиббса [35] было получено следующее уравнение [36]:

$$\ln \left( \frac{1}{x} \right) = \frac{\Delta H}{RT} - \frac{\Delta S}{R}, \quad (4)$$

где  $x$  – мол.д. парафина в керосине, д.ед.;  $\Delta S$  – энтропия кристаллизации парафина, кДж/моль·К.

Термодинамические параметры кристаллизации парафина в керосине могут быть получены путем обработки данных, приведенных на рис. 7, при помощи уравнения (4). Так, энтальпия кристаллизации парафина в керосине при атмосферном давлении равна 81,7 кДж/моль, что согласуется с результатами, полученными в работе [37]. Отклонения расчетных параметров могут быть обусловлены неточностью определения молекулярной массы парафина и керосина, а также высокой молярной концентрацией парафина в керосине, потому что уравнение Вант Хоффа описывает сильно разбавленные растворы. В расчетах были использованы молярные массы парафина ( $C_{36}$ ) и керосина, равные 506 и 163 г/моль соответственно.

Баланс массы парафина может быть описан уравнением:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o C_w \rho_w + \phi S_o \rho_o W_{wl}) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_o u_o W_{ws} + \rho_o u_o W_{wl}) = -\rho_w \frac{\partial E_w}{\partial t}, \quad (5)$$

где индексы  $w$  и  $o$  означают парафин и нефть соответственно,  $S_o$  – нефтенасыщенность, д.ед.,  $C_w$  – объемная доля парафина кристаллов парафина взвешенных в нефти, д.ед.,  $\rho_o$  и  $\rho_w$  – плотность нефти и парафина соответственно, кг/м<sup>3</sup>,  $W_{ws}$  и  $W_{wl}$  – массовая доля для взвешенного и растворенного в нефти парафина соответственно, д.ед.,  $E_w$  – объемная доля парафина осажденного на стенках пор, д.ед.,  $u_o$  – скорость потока нефти, м/с.

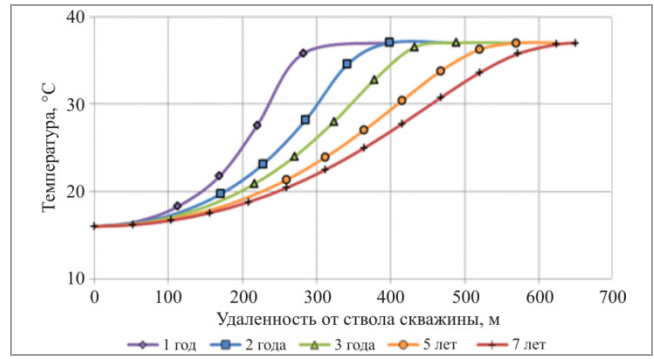


Рис. 7. Расчетное поле пластовых температур в окрестности нагнетательной скважины

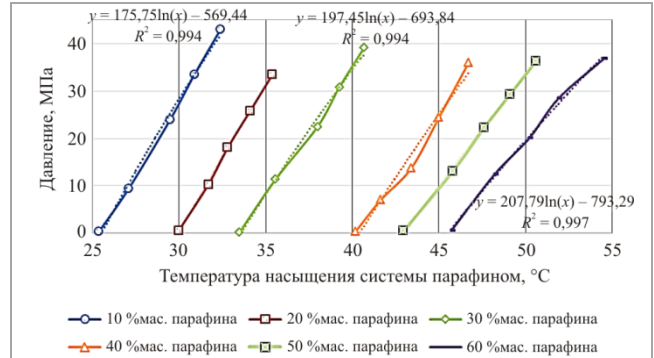


Рис. 8. Зависимость температуры насыщения раствора парафином от давления при разных концентрациях парафина в растворе [33, 34]

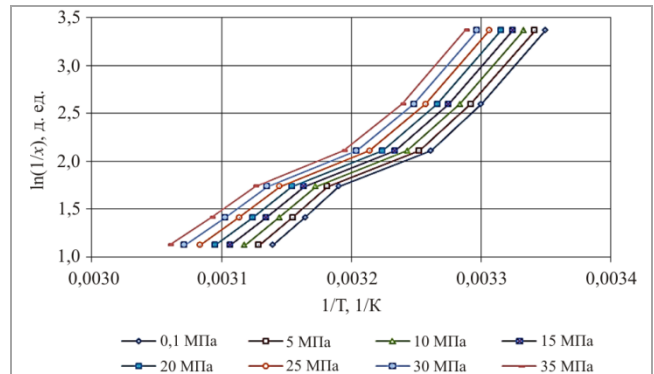


Рис. 9. Зависимость Вант Хоффа для разных давлений [34]

Скорость потока может быть найдена из закона Дарси:

$$u_o = - \frac{k k_{ro} \partial P}{\mu_o \partial x}, \quad (6)$$

где  $k$  – абсолютная проницаемость пористой среды, м<sup>2</sup>,  $k_{ro}$  – относительная проницаемость нефти, единичная доля,  $\mu_o$  – вязкость нефти, Па·с,  $P$  – давление, Па,  $x$  – линейная координата, м.

Скорость осаждения твердого парафина в объеме пор можно оценить с помощью модели осаждения. Для расчетов была использована модель осаждения, описанная в работе [38] для осаждения мелких частиц в пористых средах:

$$\frac{\partial E_w}{\partial t} = \overbrace{\alpha_w S_o C_w \phi}^{adsorption} - \overbrace{\beta_w E_w (v_o - v_{cr,o})}^{desorption} + \overbrace{\gamma_w u_o S_o C_w}_{clogging}, \quad (7)$$

где  $\frac{\partial E_w}{\partial t}$  – скорость осаждения парафина,  $\alpha_w$  – коэффициент адсорбции,  $\beta_w$  – коэффициент десорбции,

$v_o$  – интерстициальная скорость, м/с,  $v_{cro}$  – критическая интерстициальная скорость, м/с,  $\gamma_w$  – коэффициент засорения.

$$v_o = \frac{u_o}{\phi} \quad (8)$$

Первое слагаемое выражения (7) описывает скорость адсорбции парафина на поверхности пор. Второе слагаемое описывает скорость десорбции парафина с поверхности пор, когда интерстициальная скорость больше критической интерстициальной скорости. Третье слагаемое описывает закупоривание поровых каналов парафином.

Методика расчета заключается в оценке количества поровых объемов прокачанной нефти с суспендированным парафином через поровую среду. Концентрация суспендированного парафина в нефти от входа образца горной породы до выхода описывается степенным законом. Количество парафина, отложенного в керне, увеличивается с ростом прокачиваемого порового объема. Расчет позволяет оценить изменение фильтрационных свойств пласта при отложении парафина в поровом пространстве, а также спрогнозировать параметры работы скважины.

Коэффициенты адсорбции и десорбции могут быть оценены по результатам фильтрационных экспериментов. На первом этапе модельный раствор вводится в образец горной породы с интерстициальной скоростью ниже критической интерстициальной скорости, определенной эмпирически. Концентрация взвешенного парафина в растворе на выходе из керна измеряется доступными методами (метод ядерно-магнитного резонанса [39], вымораживание парафина из насыщенных углеводородов, выделенных из раствора с помощью SARA фракционирования [40], и др.), при этом концентрация на входе в керна остается постоянной. Концентрация парафина в растворе на выходе из керна ниже, чем на входе, до тех пор, пока парафин адсорбируется на поверхности стенок пор. В результате эксперимента получены следующие данные: количество прокаченных поровых объемов раствора, концентрация взвешенного парафина на выходе раствора из керна во времени, начальная пористость керна и продолжительность эксперимента. Для расчета количества парафина, осажденного в образце горной породы, были использованы следующие уравнения. Продолжительность контакта раствора с керном:

$$t = \frac{\pi m D^2 L}{4Q} n \quad (9)$$

где  $m$  – пористость керна, д.ед.;  $D$  – диаметр керна, см;  $L$  – длина керна, см;  $Q$  – расход, см<sup>3</sup>/мин;  $n$  – количество поровых объемов закачиваемого раствора.

Масса парафина, осажденного в поровом пространстве, является функцией времени и может быть рассчитана в терминах баланса массы парафина по следующему уравнению:

$$m_w(t) = \frac{1}{4} \pi m D^2 L \rho \left( \omega_i - \int_0^{t_{end}} \omega(t) dt \right), \quad (10)$$

где  $\rho$  – плотность нефти на входе в керна, г/см<sup>3</sup>.

На следующем этапе интерстициальная скорость увеличивается выше критической интерстициальной скорости, и эксперимент проводится вновь. Концентрация парафина в растворе на выходе из керна становится выше, чем на входе. Полученные данные с первого и

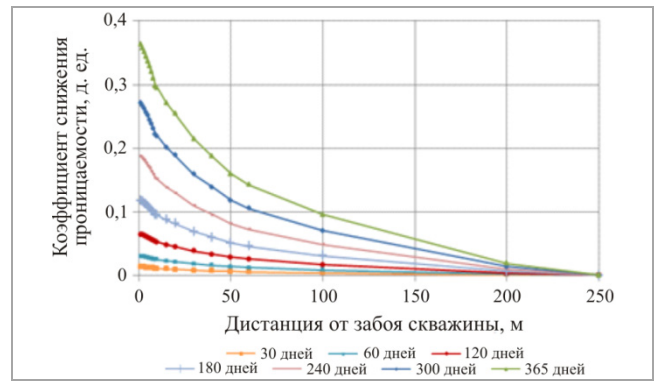


Рис. 10. Зависимость коэффициента снижения проницаемости пласта от расстояния от забоя нагнетательной скважины

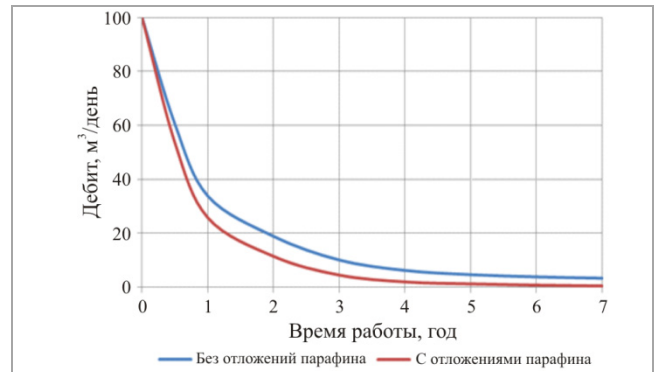


Рис. 11. Динамика дебита добывающей скважины без образования и с образованием отложений парафина в продуктивном пласте

второго этапов подставляются в уравнение (7), при этом коэффициент скорости засорения равен нулю. Необходимые коэффициенты адсорбции и десорбции рассчитываются путем решения системы уравнений. Чем больше этапов эксперимента, тем точнее оцениваются коэффициенты.

Мгновенная пористость рассчитывается как разность между начальной пористостью и объемной долей парафина, адсорбированного на поверхности стенок пор:

$$\phi = \phi_i - E_w, \quad (11)$$

где  $\phi$  и  $\phi_i$  – мгновенная и начальная пористость соответственно, д.ед.

Проницаемость принимает следующий вид:

$$k = k_i \left( \frac{\phi}{\phi_i} \right)^3 \left( \frac{1 - \phi_i}{1 - \phi} \right)^2, \quad (12)$$

где  $k$  и  $k_i$  – мгновенная и начальная проницаемость соответственно, мкм<sup>2</sup>.

Для оценки относительного изменения проницаемости пласта введен коэффициент снижения проницаемости ( $Kdf$ ):

$$Kdf = 1 - \frac{k}{k_i} \quad (13)$$

С учетом изменения температурного поля в результате нагнетания холодной воды с использованием модели отложения парафина мы получили зависимость коэффициента снижения проницаемости продуктивного пласта  $Kdf$  от расстояния от забоя нагнетательной скважины и продолжительности закачки холодной воды, а также оценили динамику дебита добывающей скважины без образования и с образованием отложений парафина в пласте. Результаты расчетов приведены на рис. 10, 11.



Из приведенных на рис. 10 данных видим, что после одного года работы средняя проницаемость призабойной зоны нагнетательной скважины снизится на 28 % за счет нарушения пласта, вызванного отложением парафина.

**Закключение**

Выполнен комплекс экспериментальных исследований по оценке температурных условий образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти, в том числе по определению температуры насыщения нефти парафином в поровом пространстве пород-коллекторов.

Результаты фильтрационных и реологических исследований показали, что для одной и той же нефти температура насыщения парафином в поровом пространстве породы-коллектора может превышать величину этого параметра в свободном объеме. Установлено, что для исследованных растворов (моделей высокопарафинистых нефтей) фазовый переход парафина из жидкого в твердое состояние, то есть образование кристаллов парафина в поровом пространстве, происходит при температуре на 3–4 °C выше, чем в свободном объеме.

Результаты томографических исследований ядерного материала, выполненных до и после фильтрации через

него парафинсодержащего раствора при снижении температуры, показали, что открытая пористость образцов горной породы уменьшается в среднем в четыре раза из-за коьматации их порового пространства парафином.

На основе результатов фильтрационных исследований и компьютерной томографии создана цифровая модель флюида в поровом пространстве горной породы до и после формирования в нем парафиновых отложений. Результаты расчетов динамики изменения теплового поля вокруг нагнетательной скважины подтвердили вероятность охлаждения ее призабойной зоны до температуры, равной температуре начала кристаллизации парафина, а также вероятность продвижения фронта холодной воды до соседних добывающих скважин, что способно вызвать значительное снижение продуктивности последних из-за образования парафиновых отложений в поровом пространстве пород-коллекторов.

Полученные экспериментальные данные необходимо учитывать при разработке нефтяных месторождений в условиях образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в продуктивном пласте и, в первую очередь, в призабойных зонах нагнетательных и добывающих скважин. Это позволит более надежно прогнозировать и эффективно предотвращать их образование.

**Библиографический список**

1. Ultrasonic Detection and analysis of wax appearance temperature of kingfisher live oil / H. Chen, S. Yang, X. Nie, X. Zhang, W. Huang, Z. Wang, W. Hu // *Energy & Fuels*. – 2014. – Vol. 28 (4). – P. 2422–2428. DOI: 10.1021/ef500036u
2. Elsharkawy A.M., Al-Sahhaf T.A., Fahim M.A. Wax deposition from Middle East crudes // *Fuel*. – 2000. – Vol. 79 (9). – P. 1047–1055. DOI: 10.1016/S0016-2361(99)00235-5
3. Huang Z., Zheng S., Fogler H.S. Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. – CRC Press, Boca Raton, 2016. – 184 с.
4. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method / B. Jiang, Q.I.U. Ling, L.I. Xue, Y.A.N.G. Shenglai, L.I. Ke, S.H.E.N. Han // *Petroleum Exploration and Development*. – 2014. – Vol. 41 (4). – P. 509–512. DOI: 10.1016/S1876-3804(14)60059-8
5. Jiang Z., Hutchinson J.M., Imrie C.T. Measurement of the wax appearance temperatures of crude oils by temperature modulated differential scanning calorimetry // *Fuel*. – 2001. – Vol. 80 (3). – P. 367–371. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00092-2
6. Paso K, Kallevik H, Sjöblom J. Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering // *Energy & Fuels*. – 2009. – Vol. 23 (10). – P. 4988–4994. DOI: 10.1021/EF900173B
7. Злобин А.А., Юшков И.Р. Исследование методом ЯМР нефтяных парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов // *Вестник Пермского университета. Геология*. – 2013. – № 1 (18). – С. 81–90.
8. Злобин А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2012. – № 5. – С. 47–56.
9. Mezzomo R.F., Rabinovitz A. Reservoir Paraffin Precipitation: The Oil Recovery Challenge in Dom João Field // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2001. – Vol. 40 (6). – P. 46–53. DOI: 10.2118/01-06-04
10. Мингареев Р.Ш., Вахитов Г.Г., Султанов С.А. Влияние закачки холодной воды на процесс разработки и нефтеотдачу пластов Ромашкинского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 1968. – № 11. – С. 26–30.
11. Муслимов Р.Х., Грайфер В.И., Базив В.Ф. Состояние изученности температурного режима Ромашкинского месторождения и влияние закачки холодной воды на процесс разработки и нефтеотдачу пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 1968. – № 11. – С. 31–35.
12. A Thermochemical Process for Wax Damage Removal / N.O. Rocha, C.N. Khalil, L.C.F. Leite, R.M. Bastos // *SPE annual technical conference and exhibition*. – Society of Petroleum Engineers, 2003. DOI: 10.2118/80266-MS
13. Исследование возможности осаждения асфальтосмолопарафиновых веществ в стволе скважины и призабойной зоне пласта при снижении забойного давления / Т.Н. Юсупова, Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева, Г.В. Романов, И.И. Амиранов, Р.С. Хисамов // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 1. – С. 39–41.
14. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 295 с.
15. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Кобыяков Н.И. Опыт восстановления и регулирования производительности добывающих и нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 50 с.
16. Глущенко В.Н., Силин М.А. Призабойная зона пласта и техногенные факторы ее состояния. – М.: Интекоонтракт, 2010. – 650 с.
17. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче: монография. – Уфа: ООО Изд-во науч.-техн. лит., 2003. – 302 с.
18. Thermo-gas-generating systems and methods for oil and gas well stimulation / V. Zavolzhski, V. Burko, A. Idiatulin, B. Basyuk, V. Sosnin, T. Demina, V. Pyun, V. Kashaev, F. Sadriev // *U.S. Patent Application*. – 2014. – № 14/090. – P. 928.
19. Физическое моделирование процессов коьматации призабойной зоны скважин Среднеобутобинского месторождения. Часть 2: Моделирование коьматации порового пространства пласта компонентами нефти / Г.К. Борисов, Э.Р. Ишмияров, М.Е. Политов, И.Г. Барбаев, А.А. Никифоров, Е.Н. Иванов, А.И. Волошин, Е.Ф. Смолянец // *Нефтепромысловое дело*. – 2018. – №12/2018. – С. 64–67. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-12-64-67
20. Сандыга М.С., Рогачев М.К. Исследование условий образования органических отложений в поровом пространстве пород-коллекторов // *Neftgaz.ru*. – 2019. – №7. – С. 86–89.
21. Sandygа M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* – 2020. – June 2020. – P. 2541–2558. DOI: 10.1007/s13202-020-00924-2
22. Newberry M.E., Barker K.M. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition // *SPE annual technical conference and exhibition*. – Society of Petroleum Engineers, 1985. DOI: 10.2118/13796-MS
23. Orudu O.D., Tang Z. The Performance of a High Paraffin Reservoir Under Non-isothermal Waterflooding // *Petroleum Science and Technology*. – 2014. – Vol. 32 (3). – P. 324–334. DOI: 10.1080/10916466.2011.565295
24. Khalil C.N., Rocha N.O., Silva E.B. Detection of formation damage associated to paraffin in reservoirs of the Reconcavo Baiano, Brazil // *International Symposium on Oilfield Chemistry*. – Society of Petroleum Engineers, 1997. DOI: 10.2118/37238-MS
25. Тронов В.П., Гуськова А.И., Мельников Г.М. Об условиях формирования АСПО на поздней стадии разработки // *Проблемы нефтегазового комплекса России. Горное дело: тезисы докладов международной научно-технической конференции*. – Уфа, 1998. – С. 106– 108.
26. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений // *Нефтяное хозяйство*. – 1999. – № 4. – С. 24–25.
27. Ибрагимов Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. – 316 с.
28. Flash point and chemical composition of aviation kerosene (Jet A) / J.E. Shepherd, C.D. Nuyt, J.J. Lee, J.E. Woodrow // *Graduate Aeronautical Laboratories California Institute of Technology Pasadena. Explosion Dynamics Laboratory Report*. – 2000. – FM99-4.
29. Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples / N.I. Papadimitriou, G.E. Romanos, G.C. Charalambopoulou, M.E. Kainourgiakis, F.K. Katsaros, A.K. Stubos // *Journal of petroleum science and engineering*. – 2007. – Vol. 57(3). – P. 281–293. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.10.007
30. Shediid S.A., Zeki A.Y. Formation damage caused by simultaneous sulfur and asphaltene deposition // *SPE Production and Operations*. – 2006. – Vol. 21(01). – P. 58–64. DOI: 10.2118/86553-PA
31. Barends F.B.J. Complete solution for transient heat transport in porous media, following Lauverier's concept // *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Florence, 2010. – September. DOI: 10.2118/134670-MS
32. Weingarten J.S., Euchner, J.A. Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition // *SPERE*. – 1988. – Vol. 02 (1988). – P. 121–132. DOI: 10.2118/15654-PA
33. Struchkov I.A., Rogachev M.K. Wax precipitation in multicomponent hydrocarbon system // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2017. – Vol. 7 (2). – P. 543–553. DOI: 10.1007/s13202-016-0276-0
34. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 163. – P. 91–99. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.082
35. Van't Hoff J.H. Louis de l'équilibre chimique dans l'état dilué, gazeux ou dissous // *PA Norstedt et Söner. Arch. Neerl. Sci. Exact. Natur*. – 1886. – Vol. 20 (1886). – P. 239–302. DOI: 10.1002/recl.18850041207

36. Interaction of paraffin wax gels with random crystalline/amorphous hydrocarbon copolymers / H.S. Ashbaugh [et al.] // *Macromolecules*. – 2002. – Vol. 35, № 18. – P. 7044-7053. DOI: 10.1021/ma0204047

37. Paraffin polydispersity facilitates mechanical gelation / K. Paso [et al.] // *Industrial and engineering chemistry research*. – 2005. – Vol. 44, № 18. – P. 7242-7254. DOI: 10.1021/ie050325u

38. Gruesbeck C., Collins R.E. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1982. – Vol. 22 (06). – P. 847-856. DOI: 10.2118/8430-PA

39. Wax precipitation from North Sea crude oils. 2. Solid-phase content as function of temperature determined by pulsed NMR / W. Batsberg Pedersen, A. Baltzer Hansen, E. Larsen, A.B. Nielsen, H.P. Roenningsen // *Energy & Fuels*. – 1991. – Vol. 5 (6). – P. 908-913. DOI: 10.1021/ef00030a020

40. Yang X., Kilpatrick P. Asphaltenes and waxes do not interact synergistically and coprecipitate in solid organic deposits // *Energy & Fuels*. – 2005. – Vol. 19 (4). – P. 1360-1375. DOI: 10.1021/ef050022c

41. Callister W.D., Rethwisch D.G. *Materials science and engineering*. – NY: John Wiley and Sons. – Vol. 5.

42. Ferris S.W., Cowles Jr H.C., Henderson L.M. Composition and Crystal Form of the Petroleum Waxes // *Industrial & Engineering Chemistry*. – 1931. – Vol. 23 (6). – P. 681-688. DOI: 10.1021/ie50258a021

43. Lauwerier H.A. The transport of heat into an oil layer caused by the injection of hot fluid. // *J. Appl. Sc. Res.* – 1955. – Vol. A5 (2-3). – P.145-150. DOI: 10.1007/BF03184614

44. Karan K., Ratulowski J., German P. Measurement of waxy crude properties using novel laboratory techniques // *SPE annual technical conference and exhibition*. – Society of Petroleum Engineers, 2000. DOI: 10.2118/62945-MS

45. Maloney D. Effects of paraffin wax precipitation during cold water injection in a fractured carbonate reservoir // *Petrophysics*. – 2005. – Vol. 46 (05).

46. Sharma B.K. *Engineering chemistry*. – Meerut: Krishna Prakasan Media (P) Ltd. – 2001. – Vol. 5.

References

1. Chen H., Yang S., Nie X., Zhang X., Huang W., Wang Z., Hu W. Ultrasonic Detection and analysis of wax appearance temperature of kingfisher live oil. *Energy & Fuels*, 2014, vol. 28(4), pp. 2422-2428. DOI: 10.1021/ef500036u

2. Elsharkawy A.M., Al-Sahhaf T.A., Fahim M.A. Wax deposition from Middle East crudes. *Fuel*, 2000, vol. 79(9), pp. 1047-1055. DOI: 10.1016/S0016-2361(99)00235-5

3. Huang Z., Zheng S., Fogler H.S. Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling and Field Practices. CRC Press, Boca Raton, 2016, 184 p.

4. Jiang B., Ling Q.I.U., Xue L.I., Shenglai Y.A.N.G., Ke L.I., Han C.H.E.N. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, vol. 41(4), pp. 509-512. DOI: 10.1016/S1876-3804(14)60059-8

5. Jiang Z., Hutchinson J.M., Imrie C.T. Measurement of the wax appearance temperatures of crude oils by temperature modulated differential scanning calorimetry. *Fuel*, 2001, vol. 80(3), pp. 367-371. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00092-2

6. Paso K., Kallevik H., Sjoblom J. Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering. *Energy & Fuels*, 2009, vol. 23(10), pp. 4988-4994. DOI: 10.1021/EF900173B

7. Zlobin A.A., Iushkov I.R. Issledovanie metodom lAMR neftnykh parafinov v porovom prostranstve porod-kollektorov [Study oil waxes in pore space collector rocks by nuclear magnetic resonance method (NMR)]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2013, no. 1(18), pp. 81-90.

8. Zlobin A.A. Analiz fazovykh perekhodov parafinov v porovom prostranstve porod-kollektorov [Analysis of phase transitions in the pore space paraffin reservoir rocks]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 47-56.

9. Mezzomo R.F., Rabinovitz A. Reservoir Precipitation: The Oil Recovery Challenge in Dom João Field. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2001, vol. 40(6), pp. 46-53. DOI: 10.2118/01-06-04

10. Mingareev R.Sh., Vakhitov G.G., Sultanov S.A. Vliianie zakachki kholodnoi vody na protsess razrabotki i nefteotdachu plastov Romashkinskogo mestorozhdeniia [Influence of cold water injection on the development process and oil recovery of the Romashkinskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1968, no. 11, pp. 26-30.

11. Muslimov R.Kh., Graifer V.I., Baziv V.F. Sostoianie izuchennosti temperaturnogo rezhima Romashkinskogo mestorozhdeniia i vliianie zakachki kholodnoi vody na protsess razrabotki i nefteotdachu plastov [The state of knowledge of the temperature regime of the Romashkinskoye field and the influence of cold water injection on the development process and oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1968, no. 11, pp. 31-35.

12. Rocha N.O., Khalil C.N., Bastos L.C.F. Leite, R.M. A Thermochemical Process for Wax Damage Removal. *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2003. DOI: 10.2118/80266-MS

13. Iusupova T.N., Barskaia E.E., Ganeeva Iu.M., Romanov G.V., Amirkhanov I.I., Khisamov R.S. Issledovanie vozmozhnosti osazhdeniia asfal'tosmoloparafinovykh veshchestv v stvoie skvazhin i prizaboinoi zone plasta pri snizhenii zaboinoogo davleniia [Identification of wax deposits in the bottom-hole formation zone and wellbore in reducing of the pressure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 1, pp. 39-41.

14. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Bor'ba s oslozhnenniami pri dobyche nefti [Fighting oil production complications]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2006, 295 p.

15. Khisamutdinov N.I., Ibragimov G.Z., Kobiakov N.I. Opyt vosstanovleniia i regulirovaniia proizvoditel'nosti dobyvaiushchikh i magnetatel'nykh skvazhin [Experience in recovery and regulation of productivity of production and injection wells]. Moscow: VNIIOENG, 1990, 50 p.

16. Glushchenko V.N., Silin M.A. Prizaboiniia zona plasta i tekhnogennye faktory ee sostoiianiia [Bottom-hole formation zone and technogenic factors of its state]. Moscow: Inteokntrakt, 2010, 650 p.

17. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaidakov V.V. Oslozhneniia v nefte dobyche: monografiia [Complications in oil production: monograph]. Ufa: OOO Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoi literatury, 2003, 302 p.

18. Zavolzhski V., Burko V., Idiutulin A., Basyuk B., Sosnin V., Demina T., Ilyun V., Kashae V., Sadriev F. Thermo-gas-generating systems and methods for oil and gas well stimulation. U.S. Patent Application, 2014, no. 14/090, 928 p.

19. Borisov G.K., Ishmiarov E.R., Politov M.E., Barbaev I.G., Nikiforov A.A., Ivanov E.N., Voloshin A.I., Smolianets E.F. Fizicheskoe modelirovanie protsessov kol'matatsii prizaboinoi zony skvazhin Srednebotuobinskogo mestorozhdeniia. Chast' 2. Modelirovanie kol'matatsii porovogo prostranstva plasta komponentami nefti [Physical modeling of colmatation processes in the near-well bottom zone of Sredne-botuobinsky field. Part 2. Simulation of colmatation of a formation porous space by oil components]. *Neftpromyslovoe delo*, 2018, no. 12/2018, pp. 64-67. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-12-64-67

20. Sandyya M.S., Rogachev M.K. Issledovanie uslovii obrazovaniia organicheskikh otlozhenii v porovom prostranstve porod-kollektorov [Study of the conditions for the formation of organic deposits in the pore space of reservoir rocks]. *Neftgaz.ru*, 2019, no. 7, pp. 86-89.

21. Sandyya M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol*, 2020, June 2020, pp. 2541-2558. DOI: 10.1007/s13202-020-00924-2

22. Newberry M.E., Barker K.M. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1985. DOI: 10.2118/13796-MS

23. Orodu O.D., Tang Z. The Performance of a High Paraffin Reservoir Under Non-isothermal Waterflooding. *Petroleum Science and Technology*, 2014, vol. 32(3), pp. 324-334. DOI: 10.1080/10916466.2011.565295

24. Khalil C.N., Rocha N.O., Silva E.B. Detection of formation damage associated to paraffin in reservoirs of the Reconcavo Baiano, Brazil. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers, 1997. DOI: 10.2118/37238-MS

25. Tronov V.P., Gus'kova A.I., Mel'nikov G.M. Ob usloviakh formirovaniia ASPO na pozdnei stadii razrabotki [On the conditions for the formation of AFS at a late stage of development]. *Problemy neftgazovogo kompleksa Rossii. Gornoe delo: tezisy dokladov mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Ufa, 1998, pp. 106-108.

26. Tronov V.P., Gus'kova I.A. Mekhanizm formirovaniia asfal'tosmoloparafinovykh otlozhenii na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii [The mechanism of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits at the late stage of field development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 4, pp. 24-25.

27. Ibragimov N.G. Povyshenie effektivnosti dobychi nefti na mestorozhdeniakh Tatarstana [Improving the efficiency of oil production in the fields of Tatarstan]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2005, 316 p.

28. Shepherd J.E., Nuyt C.D., Lee J.J., Woodrow J.E. Flash point and chemical composition of aviation kerosene (Jet A). *Graduate Aeronautical Laboratories California Institute of Technology Pasadena. Explosion Dynamics Laboratory Report*, 2000, FM99-4.

29. Papadimitriou N.I., Romanos G.E., Charalambopoulou G.C., Kainourgiakis M.E., Katsaros F.K., Stubos A.K. Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples. *Journal of petroleum science and engineering* 2007 vol 57(3) no 281-293. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.10.007

30. Shedid S.A., Zekri A.Y. Formation damage caused by simultaneous sulfur and asphaltene deposition. *SPE Production and Operations*, 2006, vol. 21(01), pp. 58-64. DOI: 10.2118/86553-PA

31. Barends F.B.J. Complete solution for transient heat transport in porous media, following Lauwerier's concept. *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, 2010, September. DOI: 10.2118/134670-MS

32. Weingarten J.S., Euchner, J.A. Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition. *SPERE*, 1988, vol. 02, pp. 121-132. DOI: 10.2118/15654-PA

33. Struchkov I.A., Rogachev M.K. Wax precipitation in multicomponent hydrocarbon system. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol. 7(2), pp. 543-553. DOI: 10.1007/s13202-016-0276-0

34. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 163, pp. 91-99. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.082

35. Van't Hoff J.H. Louis de l'équilibrium chimique dans l'état dilué, gazeux ou dissous. *PA Norstedt et Söner. Arch. Neerl. Sci. Exact. Natur*, 1886, vol. 20, pp. 239-302. DOI: 10.1002/recl.18850041207

36. Ashbaugh H.S. et al. Interaction of paraffin wax gels with random crystalline/amorphous hydrocarbon copolymers. *Macromolecules*, 2002, vol. 35, no. 18, pp. 7044-7053. DOI: 10.1021/ma0204047

37. Paso K. et al. Paraffin polydispersity facilitates mechanical gelation. *Industrial and engineering chemistry research*, 2005, vol. 44, no. 18, pp. 7242-7254. DOI: 10.1021/ie050325u

38. Gruesbeck C., Collins R.E. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, vol. 22(06), pp. 847-856. DOI: 10.2118/8430-PA

39. Batsberg Pedersen W., Baltzer Hansen A., Larsen E., Nielsen A.B., Roenningsen H.P. Wax precipitation from North Sea crude oils. 2. Solid-phase content as function of temperature determined by pulsed NMR. *Energy & Fuels*, 1991, vol. 5(6), pp. 908-913. DOI: 10.1021/ef00030a020

40. Yang X., Kilpatrick P. Asphaltenes and waxes do not interact synergistically and coprecipitate in solid organic deposits. *Energy & Fuels*, 2005, vol. 19(4), pp. 1360-1375. DOI: 10.1021/ef050022c

41. Callister W.D., Rethwisch D.G. *Materials science and engineering*. NY: John Wiley and Sons, vol. 5.

42. Ferris S.W., Cowles Jr H. C., Henderson L.M. Composition and Crystal Form of the Petroleum Waxes. *Industrial & Engineering Chemistry*, 1931, vol. 23(6), pp. 681-688. DOI: 10.1021/ie50258a021

43. Lauwerier H.A. The transport of heat into an oil layer caused by the injection of hot fluid. *J. Appl. Sc. Res.* 1955, vol. A5(2-3), pp. 145-150. DOI: 10.1007/BF03184614

44. Karan K., Ratulowski J., German P. Measurement of waxy crude properties using novel laboratory techniques. *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2000. DOI: 10.2118/62945-MS

45. Maloney D. Effects of paraffin wax precipitation during cold water injection in a fractured carbonate reservoir. *Petrophysics*, 2005, vol. 46(05).

46. Sharma B.K. *Engineering chemistry*. Meerut: Krishna Prakasan Media (P) Ltd., 2001, vol. 5.