

Людмила Александровна ПУЛЬДАС<sup>1</sup>

Игорь Романович ПОТОЧНЯК<sup>2</sup>

Ольга Александровна КУЗИНА<sup>3</sup>

Денис Александрович ВАЖЕНИН<sup>4</sup>

Борис Владимирович ГРИГОРЬЕВ<sup>5</sup>

УДК 622.276.57

## ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ВЫТЭСНЕНИЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

<sup>1</sup> кандидат технических наук, доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции,  
Тюменский индустриальный университет  
puldsla@tyuiu.ru

<sup>2</sup> аспирант кафедры прикладной и технической физики,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
i.r.potochnyak@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-4263-711X

<sup>3</sup> ассистент кафедры прикладной и технической физики,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
o.a.kuzina@utmn.ru

<sup>4</sup> ведущий инженер кафедры прикладной и технической физики,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
vazhenin\_1987@mail.ru

<sup>5</sup> кандидат технических наук,  
заведующий кафедрой прикладной и технической физики,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
b.v.grigorev@utmn.ru

---

**Цитирование:** Пульдас Л. А. Исследование реологических свойств и вытеснение высокопарафинистой нефти / Л. А. Пульдас, И. Р. Поточняк, О. А. Кузина, Д. А. Важенин, Б. В. Григорьев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 81-95.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-81-95

---

**Аннотация**

Одной из актуальных проблем при добыче трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на объектах нефтяных месторождений, что влечет за собой ряд осложнений при извлечении запасов из недр. В решении задач, связанных с изучением механизма отложения асфальтосмолопарафиновых комплексов на внутрискважинном оборудовании или внутри пласта, ведущую роль играют лабораторные исследования с моделированием объектов и условий, присущих тому или иному месторождению. В частности, возникает необходимость приготовления модельных растворов углеводородов, имитирующих скважинную нефть, содержащую в себе асфальтосмолопарафиновые отложения.

Цель данной работы заключалась в установлении экспериментальным методом зависимости реологических свойств модельных растворов нефти от количества растворенных в ней АСПО и в изучении эффективности вытеснения приготовленного модельного раствора нефти из насыпной модели керна лауринсульфатом натрия.

Новизна работы состоит в сравнении влияния массового содержания АСПО на вязкость и плотность для легкой и тяжелой нефтей и в исследовании эффективности лауринсульфата натрия при вытеснении парафинистой нефти.

Было приготовлено несколько растворов нефти с различным массовым содержанием АСПО в них, после чего определялась температурная зависимость вязкости и плотности каждого из растворов.

По результатам исследования изменения реологических свойств модельных растворов нефти установлено, что наличие асфальтосмолопарафиновых комплексов сильнее влияет на плотность в случае, когда они растворены в легкой нефти. С увеличением массовой концентрации АСПО их влияние на плотность ослабевает как для образца легкой нефти, так и для образца тяжелой нефти.

На вязкость наличие АСПО намного сильнее сказывается в случае, если они растворены в тяжелой нефти, нежели в легкой; существует точка фазового преобразования асфальтосмолопарафиновых комплексов, которую нужно будет учитывать при постановке лабораторных исследований по изучению механизма отложений асфальтенов, смол, парафинов в пласте или на скважинном оборудовании.

Также экспериментальным методом было проведено исследование вытесняющей способности лауринсульфата натрия на насыпной модели керна, насыщенного приготовленным модельным раствором нефти, представляющим собой парафинистую нефть. Установлено, что данный ПАВ имеет большую эффективность нефтевытеснения по сравнению с водой, кроме того, исходя из результата следует то, что коэффициент нефтевытеснения нелинейно зависит от температуры. Так, при вытеснении нефти с растворенными в ней АСПО имеется оптимальная температура, при которой обеспечивается максимальный коэффициент нефтевытеснения.

**Ключевые слова**

Асфальтосмолопарафиновые отложения, лабораторные исследования, плотность, вязкость, модельная нефть, поверхностно-активные вещества.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-81-95

### **Введение**

В настоящее время в России и других нефтедобывающих странах наблюдается стремительное уменьшение запасов легкоизвлекаемой нефти, тогда как относительная доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) к общему запасу еще не добытых углеводородов только увеличивается [7]. К ТРИЗ традиционно относят нефти, содержащиеся в слабопроницаемом пласте, высоковязкие нефти, нефти с большим содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), высокообводненные нефти [3]. Часто трудноизвлекаемые запасы углеводородов обладают сразу несколькими приведенными выше признаками. Для извлечения подобных углеводородов из нефтеносных пластов применяют как стандартные методы увеличения нефтеотдачи (закачивание горячего теплоносителя в пласт; применение кислот, щелочей, поверхностно-активных веществ; гидравлические разрывы пласта), так и методы, разрабатываемые специально под данную проблематику (технология термогазохимического воздействия на пласт путем закачки бинарной смеси — растворов селитры и нитрита натрия). При добыче трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащей в себе большое количество асфальтенов, смол и парафинов, часто возникают осложнения в виде отложений этих углеводородных комплексов на стенках трубопровода или в самом пласте, что, в свою очередь, приводит к необходимости перерасчетов параметров работы скважин для обеспечения оптимального режима добычи нефти [6, 8]. В зависимости от колебаний температуры и давления в трубопроводе и пласте, может происходить как накопление АСПО на стенках подземного и наземного трубопроводов, так и их растворение, что вносит неопределенность в реологические характеристики добываемой нефти [1].

При изучении вышеописанных проблем большую роль играют лабораторные исследования, когда создаются модели, имитирующие тот или иной объект на нефтяном месторождении (например, пластовые жидкости, пласт, трубопровод). Таким образом, полезно изучить степень влияния АСПО на изменение реологических свойств нефтепродуктов, а также оценить эффективность приготовления модельных растворов нефти путем растворения в них АСПО.

### **Объекты и методы исследования влияния АСПО на свойства нефти**

В качестве объектов исследования использовались нефти с двух месторождений с различными реологическими параметрами, чтобы оценить способность разных углеводородов растворять в себе АСПО. Помимо углеводородов, добытых непосредственно из нефтеносных пластов, в качестве имитации нефти использовался Eххsol D100, из-за прозрачности которого можно было контролировать процесс растворения АСПО.

Для изменения реологических свойств нефтей были взяты асфальтосмолопарафиновые отложения, поднятые при ремонте скважины, расположенной на

одном из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, с глубины 1 000 метров (рис. 1). Данные АСПО в лабораторных условиях были тщательно перемешаны до однородного состояния, после чего были добавлены в образцы нефти в определенной пропорции. Для каждого образца нефти было приготовлено пять растворов с массовым содержанием АСПО от 1 до 5%.

После добавления АСПО в образец нефти емкость с этим раствором плотно закрывалась и помещалась в сушильный шкаф на 24 часа при постоянной температуре 65 °С. В течение этого времени происходило расплавление АСПО в нефти, что способствовало дальнейшему растворению их в углеводородах. По прошествии суток раствор перемешивался для обеспечения равномерного распределения АСПО по объему нефти, после чего помещался в сушильный шкаф еще на 24 часа.

На следующем этапе проводилось измерение температурной зависимости динамической вязкости раствора на вибрационном вискозиметре фирмы А&D серии SV-10. Для этого раствор сразу из сушильного шкафа помещался в измерительную ячейку, и с помощью криостата температура раствора снижалась до выставленных 18 °С со скоростью 2 град/мин. По мере уменьшения температуры ячейки производилось снятие значений динамической вязкости раствора. Далее, после определения зависимости вязкости от температуры, с помощью вибрационного плотномера ВИП-2МР измерялась плотность приготовленных растворов в интервале температур от 20 до 50 °С с шагом в 5 °С.



*Рис. 1.* Асфальтосмолопарафиновые отложения

*Fig. 1.* Deposits of asphalts, resins, and paraffins

### Результаты исследования влияния АСПО на свойства нефти

Ниже приведены результаты исследования реологических свойств растворов, где в качестве растворителя выступал Eххsol D100, плотность которого при 15 °С составляет 818,02 кг/м<sup>3</sup> (рис. 2 и 3).

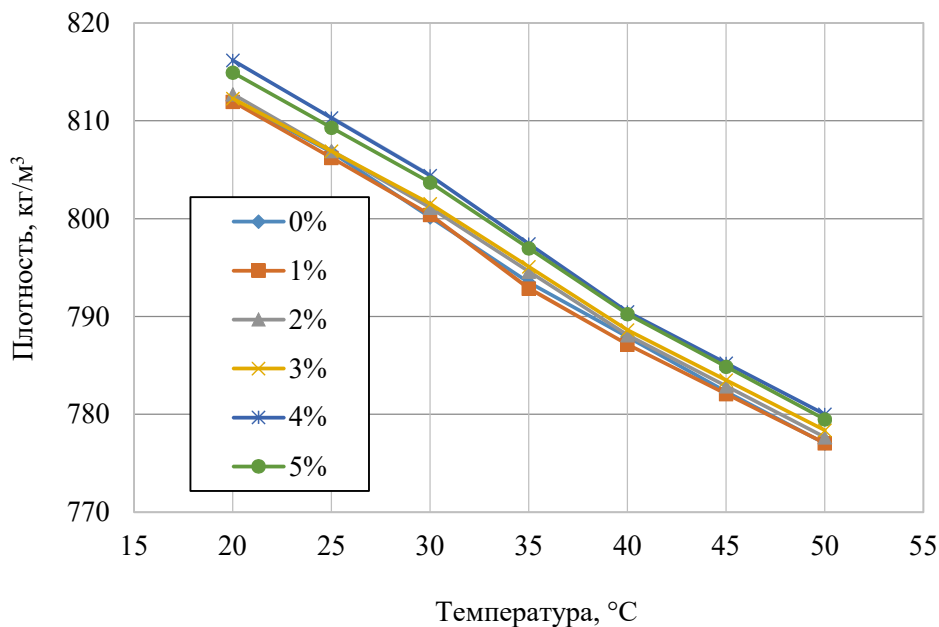


Рис. 2. График зависимости плотности растворов от температуры и массового содержания АСПО

Fig. 2. A plot of the density of solutions on temperature and the mass concentration of ARPS

Как видно из представленных на рис. 2 и 3 графиков, плотность и динамическая вязкость приготовленных модельных растворов с Eххsol'ом в качестве растворителя слабо зависят от содержания в них асфальтосмолопарафиновых комплексов. Однако из рис. 3 можно заметить, что кривые зависимости динамической вязкости имеют точку перегиба, соответствующую определенной температуре  $T_{cr}$ . При уменьшении температуры ниже  $T_{cr}$  темп увеличения вязкости раствора увеличивается в 4 раза. Это объясняется тем, что при достижении определенной температуры асфальтосмолопарафиновые комплексы начинают претерпевать структурные превращения, вследствие чего и начинается более интенсивный рост вязкости раствора. При этом чем больше массовая концентрация АСПО в растворе, тем раньше (при большей температуре) происходит фазовый переход.

Ниже приведены результаты исследования реологических свойств растворов, где в качестве растворителя выступала легкая нефть, плотность которой при 15 °С составляет 825,65 кг/м<sup>3</sup> (рис. 4 и 5).

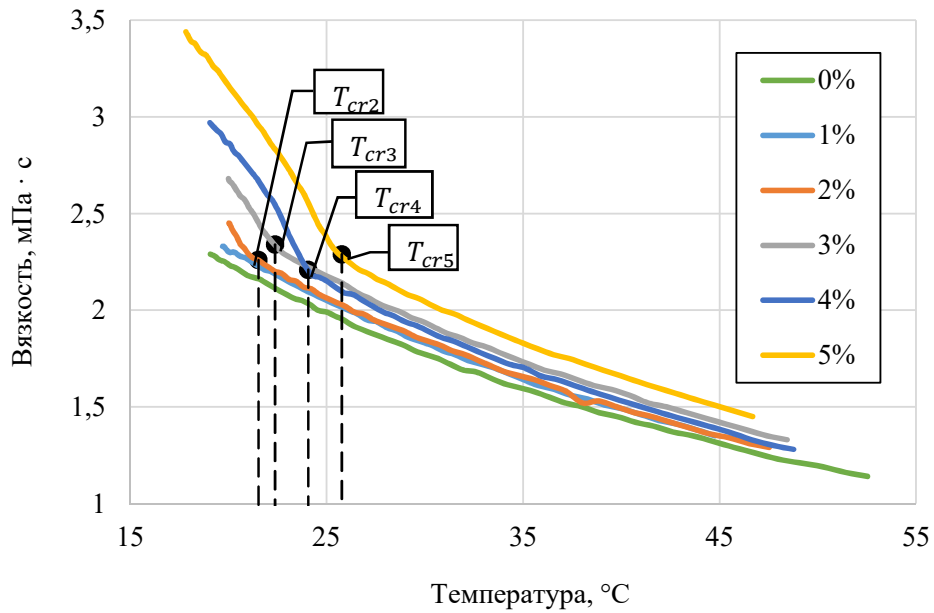


Рис. 3. График зависимости динамической вязкости растворов Exxsol'a от температуры и массового содержания АСПО

Fig. 3. A plot of the dynamic viscosity of Exxsol on temperature and the mass concentration of ARPS

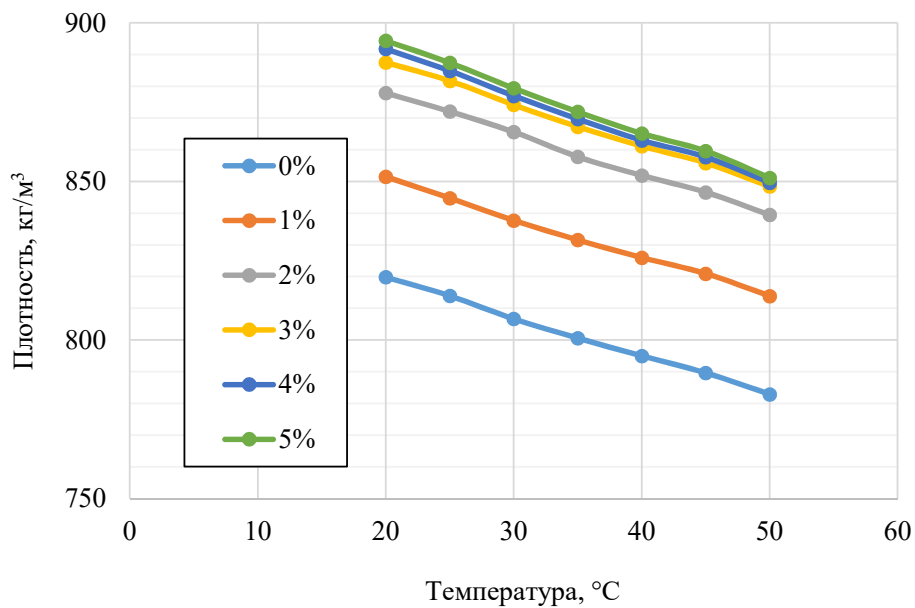


Рис. 4. График зависимости плотности растворов от температуры и массового содержания АСПО в легкой нефти

Fig. 4. A plot of the density of solutions on temperature and the mass concentration of ARPS in light oil

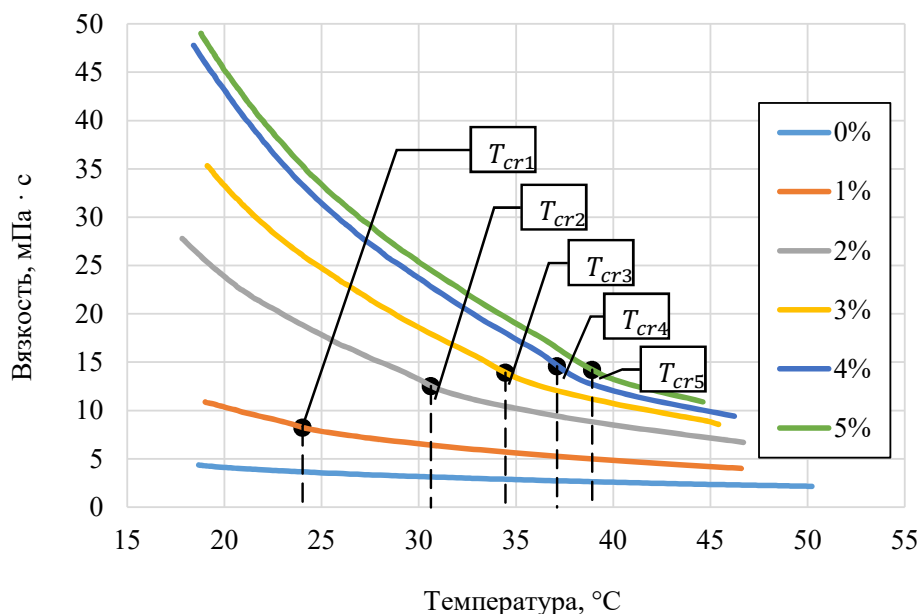


Рис. 5. График зависимости динамической вязкости растворов легкой нефти от температуры и массового содержания АСПО

Fig. 5. A plot of the dynamic viscosity of light oil on temperature and the mass concentration of ARPS

Наличие АСПО в легкой нефти резко сказывается на изменении плотности раствора, но с увеличением массовой концентрации асфальтосмолопарафиновых отложений их влияние на повышение плотности ослабевает. Так, при превышении массовой концентрации АСПО сверх 4% плотность практически перестает увеличиваться. То же самое можно сказать и про динамическую вязкость. По аналогии с растворами на основе Exxsol'a здесь также наблюдаются перегибы, которые обуславливаются фазовыми переходами асфальтосмолопарафиновых комплексов, которые сдвигаются вправо (в сторону больших температур) по мере увеличения количества растворенных в нефти АСПО.

Также были проведены эксперименты по растворению АСПО в тяжелой нефти. Плотность нефти при 15 °C составляет 908,62 кг/м<sup>3</sup>. Данные по изменению реологических свойств представлены ниже на рис. 6 и 7.

Как и в случае с легкой нефтью, АСПО сильно сказывается на изменении плотности и динамической вязкости, но по сравнению с легкой нефтью влияние АСПО на плотность раствора немного слабее, а на динамическую вязкость, наоборот, сильнее. Так, вязкость при 20 °C увеличивается в 7-21 раз в зависимости от содержания АСПО в нефти. Для определения точек перегиба строилась зависимость натурального логарифма вязкости от обратной температуры.

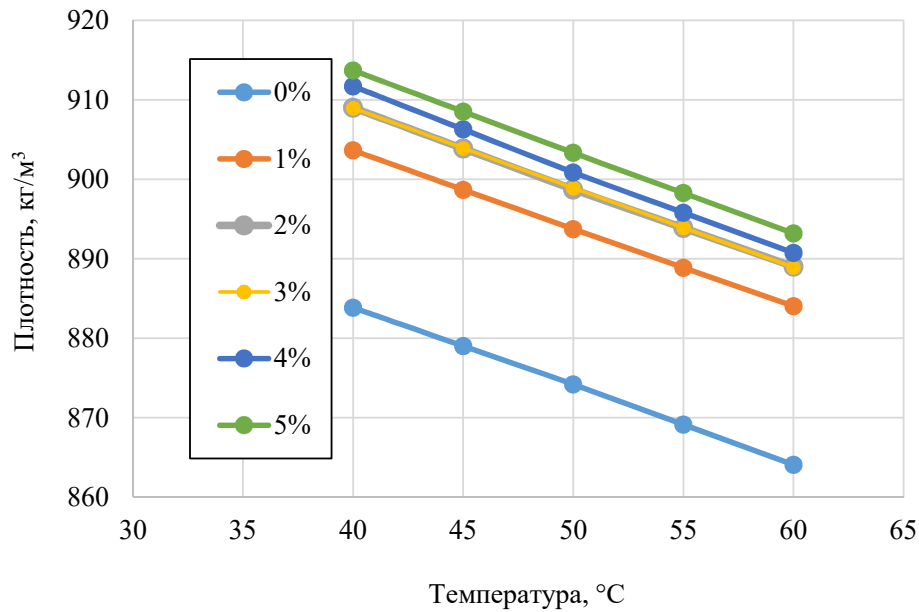


Рис. 6. График зависимости плотности растворов от температуры и массового содержания АСПО в тяжелой нефти

Fig. 6. A plot of the density of solutions on temperature and the mass concentration of ARPS in heavy oil

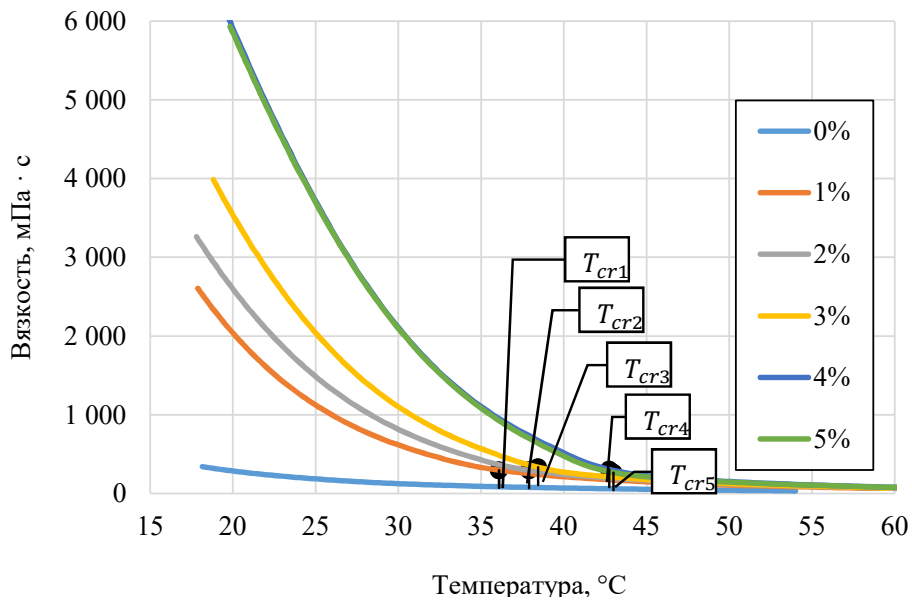


Рис. 7. График зависимости динамической вязкости растворов тяжелой нефти от температуры и массового содержания АСПО

Fig. 7. A plot of the dynamic viscosity of heavy oil on temperature and the mass concentration of ARPS



### Объекты и методы исследования вытесняющей способности лауринсульфата натрия

В качестве вытесняемого реагента в течение всего исследования выступал модельный раствор углеводородов, приготовленный путем растворения сухих АСПО в товарной нефти. Вязкость готового раствора составила  $440 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  для температуры  $T = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Эксперименты по вытеснению модели высоковязкой нефти из насыпного образца проводились на установке, представленной на рис. 8.

Принцип работы установки заключается в создании компрессором перепада давления, под действием которого нагретый вытесняющий флюид начинает фильтроваться через насыпную модель керна, отмывая ее и тем самым вытесняя углеводород из фильтрационной ячейки в мерный цилиндр, где впоследствии считывается объем вытесненной нефти.

В качестве насыпного образца использовался песок с насыпной плотностью  $1,68 \text{ г/см}^3$ , который перед началом эксперимента насыщался моделью пластовой воды с последующим частичным ее испарением с целью создания остаточной водонасыщенности. Затем образец насыщался модельным раствором нефти, который представлял из себя скважинную нефть с растворенными в ней АСПО.

В роли вытесняющего реагента выступала модель пластовой воды (дистиллированная вода с концентрацией  $\text{NaCl} = 20 \text{ г/л}$ ) с добавлением лаурилсульфата натрия с выявленной ранее в работе [2] оптимальной концентрацией, равной  $0,5\%$ .

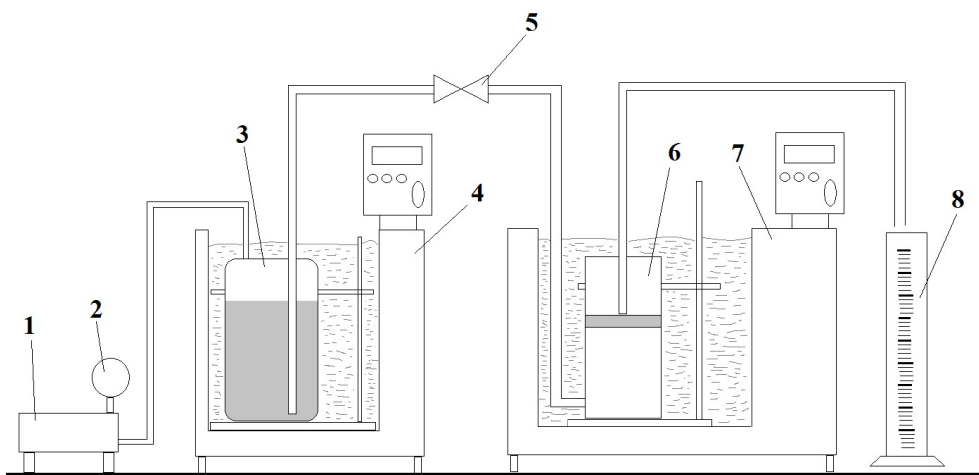


Рис. 8. Принципиальная схема установки по фильтрации: 1 — компрессор, 2 — манометр, 3 — емкость пластовой воды, 4 — термостат, 5 — регулировочный кран, 6 — фильтрационная ячейка, 7 — криостат, 8 — мерный цилиндр

Fig. 8. Schematic diagram of the installation for filtration: 1 — compressor, 2 — pressure gauge, 3 — reservoir water capacity, 4 — thermostat, 5 — control valve, 6 — filtration cell, 7 — cryostat, 8 — measured cylinder

Всего в ходе работы было выполнено четыре эксперимента по вытеснению углеводородов пластовой водой при разных температурах и четыре эксперимента по вытеснению нефти приготовленным раствором ПАВ. Для получения более достоверных данных каждый опыт повторялся по три раза.

### Результаты исследования вытесняющей способности лауринсульфата натрия

По результатам вытеснения углеводородов моделью пластовой воды с добавлением лаурилсульфата натрия построена зависимость объема вытесненной нефти от температуры вытесняющего реагента (рис. 9).

Из рис. 9 следует, что при вытеснении нефти водой коэффициент нефтевытеснения растет до достижения определенного значения температуры, после которого по мере увеличения температуры вытесняющая способность приготовленных растворов снижается. Это может быть связано с тем, что при температурах ниже фазовых переходов асфальтеновых ассоциатов ( $\approx 20-25$  °С) АСПО находятся в скрепленном состоянии и не позволяют нефти свободно перемещаться по поровым пространствам. Как только температура становится равной температуре фазового перехода, происходит отделение парафиновых микрокристаллов от АСПО с последующим расплавлением, что и приводит к увеличению жидкой части составляющей нефти. При дальнейшем увеличении температуры с уходом от границы фазового перехода асфальтеновые ассоциаты начинают уплотняться между собой, что приводит к уменьшению размеров молекул асфальтенов и насыщению нефти ими. При этом стоит отметить, что асфальтены являются тугоплавкими компонентами нефти. Это может объяснить снижение объема вытесненной нефти, т. к. поровое пространство породы просто забито асфальтеновыми ассоциатами, и другим компонентам трудно пройти через них.

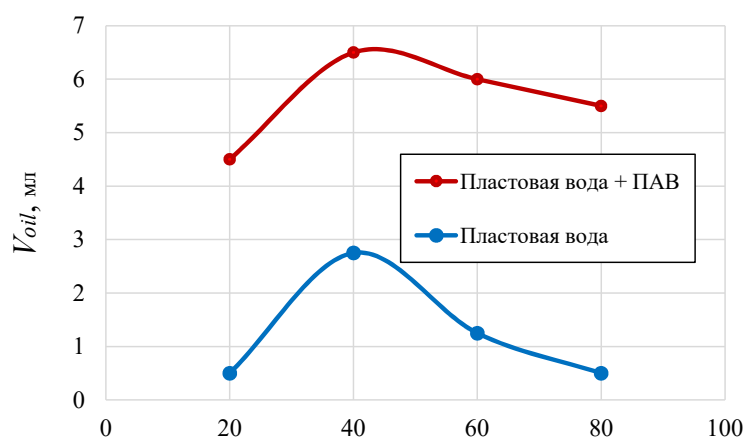


Рис. 9. Зависимость объема вытесненной нефти от температуры вытесняющей жидкости

Fig. 9. Dependence of the volume of displaced oil on the temperature of the displacing fluid

Изменение зависимости нефтевытеснения от температуры вытесняющего реагента с ПАВ имеет весьма схожий характер с зависимостью нефтевытеснения от температуры без ПАВ, за исключением того, что объем вытесненных углеводородов увеличился в несколько раз из-за снижения межфазного натяжения на границе воды с нефтью, за счет чего раствор модельной нефти принял мелкодисперсный сферический вид, что позволяет легче проходить через модель породы.

### Выводы

1. Экспериментально изучено влияние массовой концентрации АСПО на плотность нефти и ее динамическую вязкость. Установлено, что асфальтосмолопарафиновые отложения, растворенные в легкой нефти, оказывают более существенное влияние на плотность модельного раствора, нежели АСПО, растворенные в тяжелой нефти. И наоборот, влияние АСПО на вязкость сильнее в случае растворения их в тяжелой нефти.
2. При работе с модельными растворами нефти (с содержанием АСПО) следует учитывать то, что существует температурная точка  $T_{\text{фп}}$  фазового преобразования, при переходе которой происходит либо расщепление комплексов АСПО (в случае  $T > T_{\text{фп}}$ ), либо их сцепка, сопровождающаяся более быстрым изменением динамической вязкости раствора (в случае  $T < T_{\text{фп}}$ ).
3. Каждая нефть имеет некоторую критическую концентрацию АСПО, выше которой реологические свойства начинают изменяться медленнее или вовсе перестают претерпевать изменения.
4. Установлено, что имеется оптимальная температура вытесняющего реагента, при которой обеспечивается наибольший коэффициент нефтевытеснения углеводорода, содержащего в себе асфальтосмолопарафиновые отложения.
5. Присутствие в вытесняющем реагенте лаурилсульфата натрия обеспечивает увеличение коэффициента нефтевытеснения из модели насыпного керна более чем в 2 раза при оптимальной температуре и в 5-10 раз при других температурах.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агаев В. Г. Влияние физико-химических свойств асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на парафинизацию скважин / В. Г. Агаев, А. Н. Гребнев // Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири». Тюмень, 2009. С. 392.
2. Григорьев Б. В. Влияние концентрации ПАВ водных растворов и температуры на коэффициент поверхностного натяжения / Б. В. Григорьев, Д. А. Важенин, О. А. Кузина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 3. С. 35-48. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48

3. Землянский Е. О. Моделирование процесса образования парафиновых отложений нефти на холодном металлическом стержне / Е. О. Землянский, А. Н. Гребнев, С. В. Гультяев // *Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири»*. Тюмень, 2005. Том 1. С. 202-203.
4. Иванова Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // *Нефтегазовое дело*. 2011. № 1. С. 268-284.
5. Кузина О. А. Фильтрация флюидов на насыпном керне водными растворами поверхностно-активных веществ / О. А. Кузина, Д. А. Важенин // *Вестник Казанского государственного технического университета им. А. Н. Туполева*. 2019. Том 75. № 3. С. 16-21.
6. Нелюбов Д. В. Исследование реологических и низкотемпературных свойств модельных растворов твердых компонентов нефти / Д. В. Нелюбов, Л. П. Семихина, А. А. Федорец // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2015. Том 1. № 2 (2). С. 38-49.
7. Шандрыгин А. Повышение эффективности паротеплового воздействия на пласты с высоковязкой нефтью / А. Шандрыгин, О. Динариев, Д. Михайлов, М. Нухаев, А. Лутфуллин // *Нефтегазовая вертикаль*. 2011. № 5. С. 66-67.
8. Шуткова С. А. Исследование надмолекулярной структуры наночастиц нефтяных асфальтенов / С. А. Шуткова, М. Ю. Доломатов, Р. З. Бахтизин, А. Г. Телин, Д. О. Шуляковская, Б. Р. Харисов, С. В. Дезорцев // *Башкирский химический журнал*. 2012. Том 19. № 4. С. 220-226.
9. Mousavi-Dehghani S. A. An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations / S. A. Mousavi-Dehghani, M. R. Riazi, M. Vafaie-Sefti, G. A. Mansoori // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 42. No. 2-4. Pp. 145-156. DOI: 10.1016/j.petrol.2003.12.007
10. Yun Lei. Effect of the dispersion degree of asphaltene on wax deposition in crude oil under static conditions / Yun Lei, Shanpeng Han, Jinjun Zhang // *Fuel Processing Technology*. 2016. Vol. 146. Pp. 20-28. DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.02.005

**Lyudmila A. PULDAS<sup>1</sup>**  
**Igor R. POTOCHNYAK<sup>2</sup>**  
**Olga A. KUZINA<sup>3</sup>**  
**Denis A. VAZHENIN<sup>4</sup>**  
**Boris V. GRIGORIEV<sup>5</sup>**

UDC 622.276.57

## **RESEARCH OF RHEOLOGICAL PROPERTIES AND DISPLACEMENT OF HIGH-PARAFFIN OIL**

- <sup>1</sup> Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,  
Heatgas Supply and Ventilation Department,  
Industrial University of Tyumen  
puldsla@tyuiu.ru
- <sup>2</sup> Postgraduate Student,  
Department of Applied and Technical Physics,  
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen  
i.r.potochnyak@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-4263-711X
- <sup>3</sup> Assistant Professor,  
Department of Applied and Technical Physics,  
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen  
o.a.kuzina@utmn.ru
- <sup>4</sup> Lead Engineer,  
Department of Applied and Technical Physics,  
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen  
vazhenin\_1987@mail.ru
- <sup>5</sup> Cand. Sci. (Tech.),  
Head of Applied and Technical Physics Department,  
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen  
b.v.grigorev@utmn.ru

---

**Citation:** Puldasa L. A., Potochnyakov I. R., Kuzina O. A., Vazhenin D. A., Grigoriev B. V. 2020. "Research of rheological properties and displacement of high-paraffin oil". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 2 (22), pp. 81-95.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-81-95

---

**Abstract**

One of the urgent problems in the extraction of hard-to-recover reserves (TRIZ) of oil is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (AFS) at oil fields, which entails a number of complications when extracting reserves from the subsoil. In solving the problems associated with the study of the mechanism of deposition of asphalt-resin-paraffin complexes on the downhole equipment or inside the reservoir, the leading role is played by laboratory studies with modeling of objects and conditions inherent in a particular field. In particular, it is necessary to prepare model solutions of hydrocarbons simulating downhole oil containing asphalt-resin-paraffin deposits.

The purpose of this work was to establish by an experimental method the dependence of the rheological properties of model oil solutions on the amount of asphalt-resin-paraffin deposits dissolved in it, and to study the efficiency of displacing the prepared model oil solution from the bulk model of core with sodium laurine sulfate.

The novelty of the work lies in comparing the effect of the mass content of asphalt-resin-paraffin deposits on the viscosity and density for light and heavy oils and in studying the effectiveness of sodium laurine sulfate when displacing paraffin oil.

Several oil solutions were prepared with various mass proportions of ARPD in them, after which the temperature dependence of the viscosity and density of each solution was determined.

It has been established that the presence of asphalt-resin-paraffin complexes more strongly affects the density when they are dissolved in light oil. As the mass concentration of paraffin deposits increases, their effect on density decreases for both the light oil sample and the heavy oil sample.

The viscosity of the presence of paraffin is much more pronounced if they are dissolved in heavy oil than in light oil. There is a phase transformation point for asphalt-resin-paraffin complexes, which will need to be taken into account when setting up laboratory studies to study the mechanism of deposits of asphaltenes, resins, paraffins in the reservoir or downhole equipment.

An experimental method was also used to study the displacement ability of sodium laurinsulfate on a bulk core model saturated with prepared model oil solutions, which are paraffinic oil. It was established that this surfactant has a greater oil displacement efficiency compared to water, in addition, based on the result, it follows that the oil displacement coefficient non-linearly depends on temperature. So, when oil is being displaced with paraffin deposits dissolved in it, there is an optimum temperature at which the maximum oil displacement coefficient is ensured.

**Keywords**

Asphalt-resin-paraffin formations, laboratory tests, density, viscosity, model oil, surfactants.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-81-95**

**REFERENCES**

- Agayev V. G., Grebnev A. N. 2009. "Influence of physical and chemical properties of asphalt resin paraffin deposits (ASPO) on well paraffinization". Materials of the

- All-Russian Scientific and Technical Conference “Oil and Gas of Western Siberia”, 392 pp. Tyumen. [In Russian]
11. Grigoryev B. V., Vazhenin D. A., Kuzina O. A. 2016. “The effect of SAS concentration in the water solution and temperature on the surface tension”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no. 3, pp. 35-48. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48 [In Russian]
  12. Zemlyanskiy E. O., Grebnev A. N., Gulyaev S. V. 2005. “Modeling of the process of formation of paraffin oil deposits on a cold metal rod”. Materials of the All-Russian Scientific and Technical Conference “Oil and Gas of Western Siberia”, vol. 1, pp. 202-203. Tyumen. [In Russian]
  13. Ivanova L. V., Burov E. A., Koshelev V. N. 2011. “Asphaltomolparaffin deposits in the processes of production, transport and storage”. Oil and Gas Business, no. 1, pp. 268-284. [In Russian]
  14. Kuzina O. A., Vazhenin D. A. 2019. “Filtration of fluids on bulk core with aqueous solutions of surfactants”. Journal of Kazan State Technical University named after A. N. Tupolev, vol. 75, no. 3, pp. 16-21. [In Russian]
  15. Nelyubov D. V., Semichina L. P., Fedorets A. A. 2015. “Study of rheological and low-temperature properties of model solutions of solid components of oil”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 1, no. 2 (2), pp. 38-49. [In Russian]
  16. Shandrigin A., Dinariyev O., Mikhailov D., Nukhayev M., Lutfullin A. 2011. “Increasing the efficiency of steam heat exposure to high-viscosity oil formations”. Oil and Gas Vertical, no. 5, pp. 66-67. [In Russian]
  17. Shutkova S. A., Dolomatov M. Yu., Bakhtizin R. Z., Telin A. G., Shulakovskaya D. O., Harisov B. R., Dezortsev S. V. 2012. “Study of the supramolecular structure of nanoparticles of oil asphaltenes”. Bashkortostan Chemical Journal, vol. 19, no. 4, pp. 220-226. [In Russian]
  18. Mousavi-Dehghani S. A., Riazi M. R., Vafaie-Sefti M., Mansoori G. A. 2004. “An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations”. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 42, no. 2-4, pp. 145-156. DOI: 10.1016/j.petrol.2003.12.007
  19. Yun Lei, Shanpeng Han, Jinjun Zhang. 2016. “Effect of the dispersion degree of asphaltene on wax deposition in crude oil under static conditions”. Fuel Processing Technology, vol. 146, pp. 20-28. DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.02.005