

УДК 622.276.72

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА «ХОЛОДНЫЙ ПОТОК» В БОРЬБЕ С АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

П.Ю. Илюшин, А.В. Лекомцев, Т.С. Ладейщикова, Р.М. Рахимзянов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

THE EFFICIENCY ASSESSMENT OF THE “COLD FLOW” METHOD AGAINST THE DEPOSITION OF ASPHALTENES, RESINS AND PARAFFINS

Pavel Yu. Ilyushin, Aleksandr V. Lekomtsev,
Tatyana S. Ladeyshchikova, Ruslan M. Rakhimzyanov

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 10.07.2018. Принята / Accepted: 03.09.2018. Опубликовано / Published: 28.09.2018

Ключевые слова:

механизм образования асфальтеносмолопарафиновых отложений, АСПО, молекулярная диффузия, градиент температур, гидравлический расчет, «холодный поток», уравнение состояния флюида, реологическая кривая, компонентный состав, вязкость, температура потока.

Рассмотрены механизмы образования асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). Основным механизмом формирования АСПО является молекулярная диффузия, основанная на влиянии температурного градиента. Проведен анализ существующих методов борьбы с АСПО. Современные методы предупреждения АСПО, воздействующие на температурный градиент, направлены на поддержание температуры нефти выше температуры кристаллизации парафина. Альтернативным способом борьбы является метод «холодный поток», предполагающий охлаждение нефти до температуры окружающей среды. Целью работы является оценка эффективности применения метода «холодный поток» в борьбе с АСПО, выявлены его преимущества и недостатки. Для оценки эффективности предлагаемого метода в симуляторе многофазного потока построена модель существующего трубопровода от дожимной насосной станции до установки предварительного сброса воды. На дожимной насосной станции отобран образец нефти и пластовой воды. С помощью газовой хроматографии методом SimDis определен фракционный состав образца нефти. По значениям температуры кипения с помощью калибровочной таблицы рассчитан компонентный состав нефти до C₅₂ и сформированы уравнения состояния флюидов в программном продукте PVTsim. Проведены реологические исследования транспортируемой нефти. На основе результатов лабораторных исследований в программном комплексе OLGA выполнен гидравлический расчет трубопровода при различных значениях температуры потока с использованием модуля осаждения парафина Wax deposition на модели Matzain. Таким образом, при температуре потока, равной температуре окружающей среды, за 10 дней на стенках трубопровода формируется 5,6 кг парафина, тогда как в текущих условиях – 100 кг. В результате работы установлено, что эффективность применения метода «холодный поток» в борьбе с АСПО составляет 94 %. Его использование может значительно уменьшить издержки производства, связанные с транспортировкой парафинистой нефти.

Key words:

mechanisms of formation of deposition of asphaltenes, resins and paraffins, DARP, molecular diffusion, temperature gradient, hydraulic calculation, cold flow, equation of fluid state, rheological curve, component composition, viscosity, flow temperature.

Mechanisms of formation of deposition of asphaltenes, resins and paraffins (DARP) are considered. Molecular diffusion based on the influence of the temperature gradient is the main mechanism for DARP formation. The analysis of existing methods against DARP is given. Modern methods of DARP prevention that affect the temperature gradient are aimed at maintaining the oil temperature above the crystallization temperature of paraffin. The cold flow method is an alternative control method which involves cooling the oil to a surrounding temperature. The purpose of the work is to assess the effectiveness of the cold flow method against DARP; its advantages and disadvantages are revealed. In order to assess the effectiveness of the proposed method. The sample of oil and produced water was taken at the pumping station. Using gas chromatography, the fractional composition of an oil sample was determined using the SimDis method. Using a calibration table, a component composition of oil up to C₅₂ was calculated using values of boiling point and equations of fluid state were formed in PVTsim software. Rheological studies of the transported oil are carried out. Based on results of laboratory studies in OLGA software package, a hydraulic calculation of the pipeline was performed for various values of the flow temperature using the “Wax deposition” paraffin deposition module on the Matzain model. Thus, having the flow with temperature equal to the ambient temperature, in 10 days 5.6 kg of paraffin is formed on pipeline walls, whereas in the current conditions it is 100 kg. As a result, it is established that the effectiveness of the application of the cold flow method against DARP is 94 %. Proposed method can significantly reduce production costs associated with paraffin oil transportation.

Илюшин Павел Юрьевич – кандидат технических наук, доцент, директор научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 342 239 10 70, e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru).

Лекомцев Александр Викторович – кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 342 239 10 70, e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Ладейщикова Татьяна Сергеевна – студент магистратуры горно-нефтяного факультета (тел.: +007 952 643 28 50, e-mail: ladeyshikowa.tanya@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.

Рахимзянов Руслан Маратович – аспирант, младший научный сотрудник научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 342 239 10 70, e-mail: rusenish@inbox.ru).

Pavel Yu. Ilyushin (Author ID in Scopus: 52563735500) – PhD in Engineering, Associate Professor, Director of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” (tel.: +007 342 239 10 70, e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru).

Aleksandr V. Lekomtsev (Author ID in Scopus: 36616469100) – PhD in Engineering, Associate Professor, Senior Research Fellow of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” (tel.: +007 342 239 10 70, e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Tatyana S. Ladeyshchikova – MSc student of the Mining and Oil Faculty (tel.: +007 952 643 28 50, e-mail: ladeyshikowa.tanya@yandex.ru). The contact person or correspondence.

Ruslan M. Rakhimzyanov (Author ID in Scopus: 57193312601) – PhD student, Junior Research Fellow of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” (tel.: +007 342 239 10 70, e-mail: rusenish@inbox.ru).

Введение

Трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. В настоящее время более 95 % нефти транспортируется по трубопроводам. Однако такой способ транспортировки имеет ряд недостатков, одним из которых является накопление асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) при перекачке парафинистой нефти. Практически каждая пятая авария является результатом накопления АСПО [1]. Формированию отложений способствуют условия снижения давления и температуры, а также разгазирование нефти. Наибольшее влияние оказывает температурный фактор. Если температура нефти выше температуры кристаллизации парафина, то парафиновые компоненты находятся в растворенном виде жидкой фазы нефтяной системы, а при охлаждении выделяются из нефти в виде кристаллов, способных к образованию пространственных структур [2–6].

Наличие АСПО приводит к снижению пропускной способности трубопроводов вплоть до полной закупорки и прорыву нефтепровода, влекущему за собой катастрофические экологические последствия. Кроме того, в результате накопления парафиновых отложений уменьшается производительность систем, снижается эффективность работы насосных установок и уменьшается межремонтный период трубопроводов. Все эти последствия влекут значительные экономические затраты на восстановление экологической ситуации и производительности системы нефтесбора [7–8].

Все вышеперечисленные факторы дают понять, что экологическая безопасность, бесперебойность, долговечность, а также экономичность эксплуатации трубопроводов напрямую зависят от своевременного предотвращения формирования АСПО. На сегодняшний день наибольшее внимание уделяется профилактике и борьбе с отложениями. Вопрос снижения и устранения парафиновых отложений остается нерешенным [9].

Для выбора наиболее эффективного метода борьбы с образованием парафиновых отложений необходимо иметь представление о

механизмах формирования АСПО. И уже исходя из этого осуществлять подбор наиболее эффективного метода сокращения количества парафиновых отложений.

Механизмы формирования АСПО

Механизм формирования парафиновых отложений заключается в выделении и росте кристаллов парафина на контактирующей с нефтью поверхности, а затем на образовавшемся слое АСПО. Существуют различные механизмы осаждения парафиновых углеводородов, среди которых молекулярная диффузия, сдвиговая дисперсия, броуновская диффузия, гравитационное осаждение [10].

Механизм молекулярной диффузии основан на переносе растворенных парафиновых компонентов из объема нефти к стенке трубопровода. Остальные механизмы рассматривают движение суспендированных частиц парафина, выделившихся в объеме нефти в результате снижения температуры нефти ниже температуры кристаллизации парафина [11]. Однако кристаллы парафина, образовавшиеся в объеме нефти, практически не участвуют в процессе образования АСПО, а переносятся в потоке нефти во взвешенном состоянии. Многие результаты в области динамики растворенных частиц свидетельствуют о том, что частицы, расположенные в вязком слое вблизи стенки, как правило, повторно захватываются в объемный поток под действием подъемной силы, создаваемой турбулентным потоком, известной как «подъемная сила Саффмана» [12, 13].

Основываясь на обширных экспериментальных наблюдениях за осаждением парафина за последние несколько десятилетий, отметим, что основным механизмом формирования АСПО является молекулярная диффузия [14–16]. Рассмотрим диффузионный механизм образования АСПО (рис. 1). Нефть, соприкасаясь с охлажденной стенкой трубопровода, начинает остывать. Возникает радиальный градиент температур между внутренней стенкой трубопровода и граничным слоем потока (см. рис. 1, а). При снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином начинается процесс кристаллизации парафиновых компонентов (ПК), находящихся в растворенном состоянии, и осаждение кристаллов парафина на внутренней поверхности трубопровода.

В результате этого концентрация растворенных ПК у стенки трубы снижается по сравнению с концентрацией в объеме нефти – возникает градиент концентрации растворенного парафина. Под действием диффузионного процесса происходит движение растворенных ПК из области с большей концентрацией в область с меньшей концентрацией, т.е. из объема нефти к стенке, где процесс кристаллизации продолжается (см. рис. 1, б). Коэффициент диффузии ПК в нефти обычно колеблется от 10^{-10} до 10^{-9} м²/с [17].

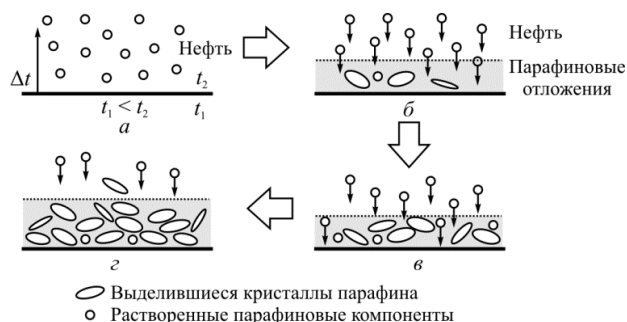


Рис. 1. Схематическое изображение диффузионного механизма образования АСПО

После образования первого слоя парафиновых отложений на стенке процесс осаждения кристаллов парафина продолжается, но уже на пограничной поверхности нефтяной области (см. рис. 1, в). Но не все ПК кристаллизуются при достижении стенки трубопровода, некоторые из них продолжают диффундировать в слое парафиновых отложений. Это явление известно как «старение отложений». Внутренняя диффузия растворенных ПК приведет к увеличению парафиновой фракции в слое отложений (см. рис. 1, г). Следовательно, в слое парафиновых отложений большая часть ПК, имеющих повышенный предел растворимости, может в дальнейшем кристаллизоваться, приводя к увеличению твердости слоя АСПО.

Таким образом, основной движущей силой при формировании АСПО является температурный градиент. Влияя на него, можно изменить количество парафиновых отложений, формирующихся на внутренней поверхности трубопровода.

«Холодный поток»

Борьба с АСПО ведется по двум направлениям: предупреждение образования отложений и удаление сформированных отложений. Наиболее рационально использование

методов предупреждения образования АСПО, так как при этом исключаются простои трубопроводов и, как следствие, значительные экономические потери по восстановлению работоспособности системы сбора и транспорта нефти. Мероприятия по предупреждению образования отложений парафина предполагают использование химических и физических методов, а также применение защитных покрытий [18]. Применение защитных покрытий является дорогостоящим, а процесс нанесения – трудоемким. Химические методы основаны на добавлении в перекачиваемую продукцию химических реагентов, препятствующих образованию АСПО [19]. Главными недостатками химических методов являются высокая стоимость и сложность подбора эффективного реагента. В основе физических методов лежит воздействие механических и ультразвуковых колебаний на транспортируемую продукцию, а также воздействие электрических, магнитных и электромагнитных полей. К недостаткам физических методов относят их высокую стоимость и сложность в техническом исполнении [20–24].

Альтернативой современным мероприятиям по предупреждению формирования АСПО является метод «холодный поток», предполагающий транспортировку нефти, охлажденной до температуры окружающей среды. Данный метод имеет большую эффективность по сравнению с другими методами предупреждения образования АСПО, так как влияет на причину формирования парафиновых отложений – градиент температур [25]. Метод «холодный поток» может найти свое применение в трубопроводах, где использование механических очистных устройств не представляется возможным. К таким относятся трубопроводы переменного диаметра, а также трубопроводы, имеющие сужения, резкие повороты и другие местные сопротивления.

Также следует рассмотреть использование данного метода в подводных трубопроводах и в местах многолетней мерзлоты. В подводных трубопроводах проведение очистки является сложной операцией с технической и организационной точек зрения. В случае незапланированной остановки внутритрубоного очистного устройства происходит охлаждение флюида и образование сшитых гелей [26]. Для

повторного запуска трубопровода потребуется большое давление для разрушения сформированных гелей. Если давление, необходимое для повторного запуска трубопровода, превышает допустимое, то линия должна быть оставлена или полностью заменена, что влечет за собой значительные экономические потери. В процессе эксплуатации трубопроводов в зонах вечной мерзлоты происходит нарушение динамического равновесия, сопровождающееся пучением и просадкой промерзающих, протаивающих грунтов. Происходят интенсивные процессы обводнения и заболачивания, что приводит к разрушению обвалования и всплытию трубопровода [27–34].

Во всех вышеперечисленных случаях метод «холодный поток» позволит снизить риск возникновения аварий и предотвратить значительные экономические потери. Однако при рассмотрении данного метода необходимо учитывать вязкость нефти, которая увеличивается при охлаждении потока и влечет к увеличению давления, необходимого для транспортировки флюида.

Моделирование парафиноотложения в условиях холодного потока

С целью оценки эффективности применения метода «холодный поток» для предупреждения образования АСПО проведен гидравлический расчет нефтепровода в симуляторе многофазного потока OLGA с использованием модуля осаждения парафина Wax Deposition на модели MATZAIN.

Модуль Wax Deposition позволяет моделировать процесс выделения парафина из нефти и осаждения на внутренней поверхности стенки трубопровода. Кристаллизация и плавление парафиновых углеводородов рассчитываются в зависимости от давления и температуры. В основе механизма осаждения парафиновых углеводородов в модели MATZAIN лежит теория молекулярной диффузии растворенного парафина вследствие теплопередачи между флюидом и стенкой, а также перенос выделившегося парафина в результате действия сдвиговой дисперсии [35].

В качестве объекта исследования выбрана существующая система транспорта нефти от дожимной насосной станции (ДНС) до

установки предварительного сброса воды (УПСВ). Рассматриваемый нефтепровод характеризуется интенсивным запафриванием. Отсепарированная нефть с обводненностью 15 % транспортируется по стальному трубопроводу диаметром 219 мм на расстоянии 5282 м с расходом по жидкости 7175 м³/сут. Давление на входе УПСВ составляет 0,1 МПа.

На ДНС отобран образец нефти и пластовой воды для определения параметров, необходимых в качестве исходных данных при расчете в OLGA. С помощью газовой хроматографии методом SimDis определен фракционный состав образца нефти. По значениям температуры кипения с помощью калибровочной таблицы рассчитан компонентный состав нефти до C52 (таблица).

Компонентный состав нефти

Компонент	Масса компонента, г	Содержание, мас. %
C5	2,533	2,58
C6	2,788	2,84
C7	4,001	4,08
C8	4,846	4,95
C9	4,849	4,95
C10	4,654	4,75
C11	4,411	4,50
C12	3,805	3,88
C13	4,279	4,37
C14	4,136	4,22
C15	3,902	3,98
C16	3,716	3,79
C17	3,440	3,51
C18	3,132	3,20
C20	6,023	6,15
C24	10,180	10,39
C28	7,859	8,02
C32	6,207	6,33
C36	4,610	4,70
C40	3,367	3,44
C50	4,758	4,85
C52	0,504	0,51
Сумма	98	100

В программном продукте PVTsim сформирована фазовая диаграмма флюида (рис. 2).

Реологические исследования транспортируемой водонефтяной эмульсии выполнялись на балансовых смесях нефти и воды при температуре 5 °С. Плотность нефти составляет 835 кг/м³, плотность воды – 1087 кг/м³. В результате исследований получена реологическая кривая, представленная на рис. 3.

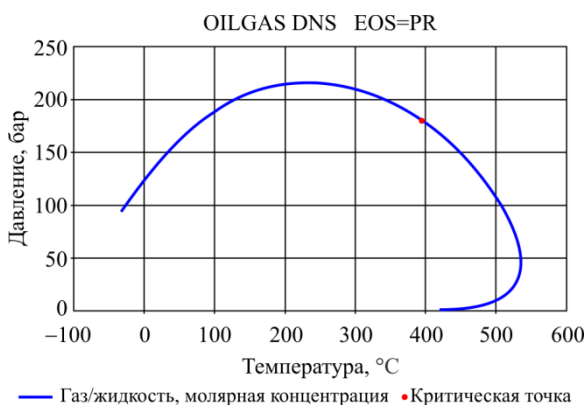


Рис. 2. Фазовая диаграмма флюида

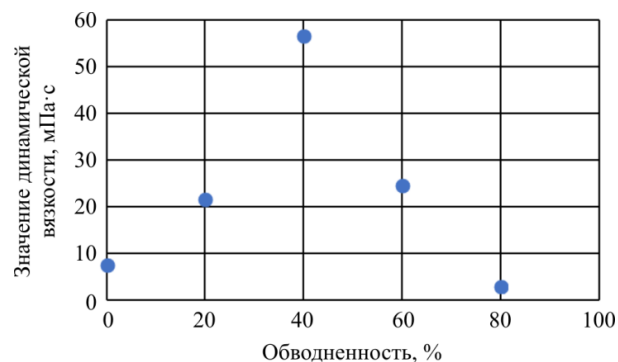


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости эмульсии от обводненности

Гидравлический расчет проведен на 10 суток при различных значениях температуры потока. По текущему состоянию поток нефти на выходе из ДНС имеет температуру 14,44 °С. Прокладка трубопровода подземная. Температура окружающей среды составляет 2,1 °С.

В результате расчета получены графики распределения слоя парафиновых отложений по длине трубопровода, представленные на рис. 4.

При текущей температуре потока, составляющей 14,44 °С, на внутренней поверхности трубы по всей длине формируется слой парафина толщиной 0,02 мм (рис. 4, а). При снижении температуры нефти толщина слоя АСПО уменьшается. При температуре 2,1 °С максимальная толщина слоя АСПО в 7 раз меньше, чем при 14,44 °С.

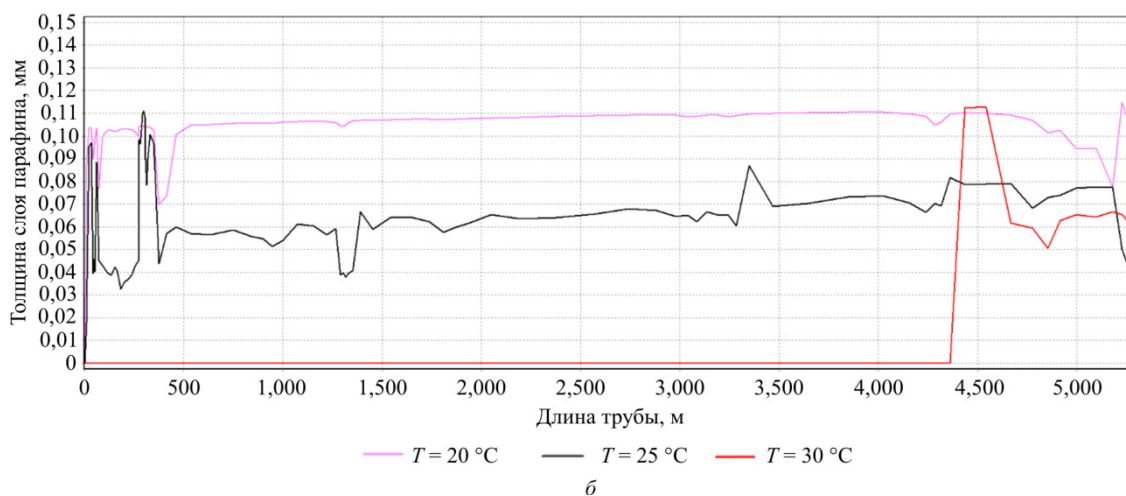
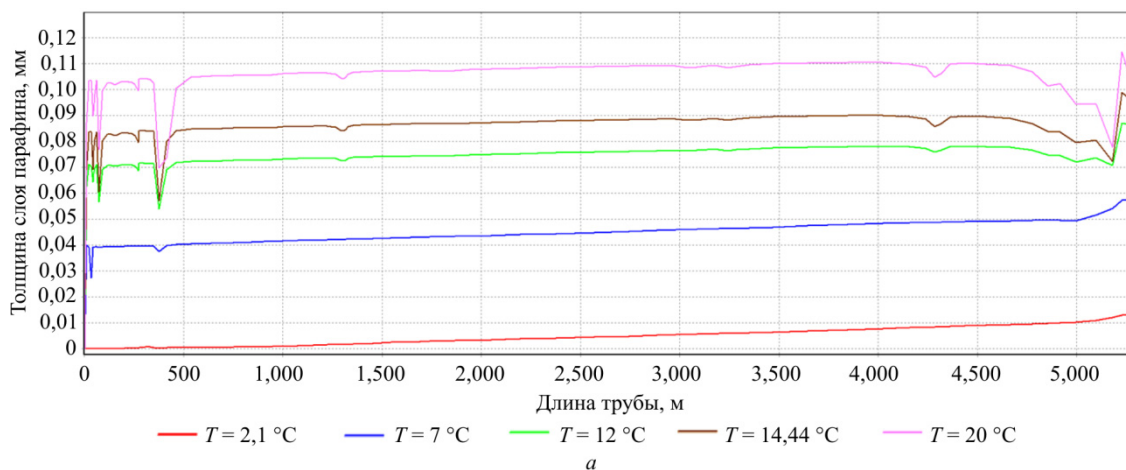


Рис. 4. График распределения толщины слоя АСПО по длине трубопровода при температурах перекачиваемой жидкости: а – до 20 °С; б – от 20 °С

По мере увеличения температуры от 20 °С геометрия распределения парафинового слоя изменяется (см. рис. 4, б). При 30 °С по всей длине трубопровода откладывается минимальное количество парафина, основная часть выпадает в конце. Это связано с приближением к температуре плавления парафина, составляющей 31 °С.

На рис. 5 представлен график зависимости массы осевшего парафина и давления откачки от температуры потока.

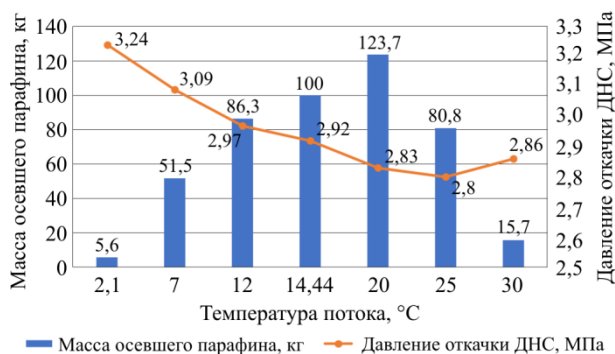


Рис. 5. График зависимости массы осевшего парафина и давления откачки от температуры потока

На графике (рис. 5) наблюдается тенденция уменьшения массы осевшего парафина при снижении температуры потока. При температуре потока 2,1 °С на стенке трубопровода откладывается 5,6 кг парафиновых отложений за 10 дней, в то время как при текущих условиях (14,44 °С) масса осевшего парафина составляет 100 кг.

Таким образом, для уменьшения количества АСПО необходимо охладить нефть до температуры стенки трубопровода, исключив тем самым действие температурного градиента. Однако с уменьшением температуры нефти увеличивается ее вязкость и, как следствие, требуемый напор для транспортировки жидкости до УПСВ [36]. Давление откачки жидкости с ДНС достигает наибольшего значения (3,24 МПа) при температуре 2,1 °С, что превышает текущее давление на 0,32 МПа (см. рис. 5). Столь незначительное изменение давления не повлияет на характеристики насоса.

Результаты исследования показывают, что применение метода «холодный поток» позволит сократить количество АСПО на 94 % и увеличить межочистный период между промывками в 8 раз.

Оборудование для охлаждения нефти

Традиционным оборудованием для охлаждения нефти являются теплообменники и холодильные установки. Однако в случае охлаждения нефти до низких температур существует проблема интенсивного выпадения АСПО в оборудовании и последующего выхода его из строя [37]. На сегодняшний день основной проблемой использования метода «холодный поток» является отсутствие подходящего оборудования, применяющегося на практике. Рассмотрим некоторые изобретения для охлаждения потока нефти.

Kellogg, Brown and Root (Халлибертон) предложен аппарат «Поглотитель парафина» для использования в подводных системах. Охлаждение потока осуществляется следующим образом: нефть пропускается по петлеобразной трубе, в которой внешняя температура стенки ниже температуры насыщения нефти парафином, вследствие чего происходит охлаждение потока и выпадение парафина из нефти. Образовавшиеся АСПО удаляются путем периодической очистки полости трубы скребками и дальнейшей транспортировки вместе с потоком в виде суспензии, устойчивой к осаждению. Главным недостатком является риск постепенного закупоривания полости трубопровода и блокировки скребка. Кроме того, поверхность стенки трубопровода покрывается рубцами под воздействием скребка, увеличивается число мест для адгезии парафина (рис. 6) [38].



Рис. 6. Схематичное изображение аппарата «Поглотитель парафина»

Shell Western E&P Inc. (Хьюстон, Техас, США) предложен метод «мгновенное охлаждение» (рис. 7). Нефть смешивается с газом и пропускается через дроссельную катушку, что приводит к внезапному снижению давления

и выпадению парафина в потоке. Идея этой работы заключается в использовании эффекта Джоуля-Томсона для охлаждения потока [39].



Рис. 7. Схема метода «мгновенное охлаждение»

«Впрыскивание нефти или раствора» (C-FER Technologies, Эдмонтон, Канада). Данная технология предполагает охлаждение добавлением рециркуляционного потока холодной нефти или растворителя. Также предложено вводить сверхохлажденный газ. Для переохлаждения газа, вводимого в поток нефти, используется расширение Джоуля-Томсона, что приводит к образованию суспензии [40]. Все перечисленные устройства для охлаждения нефти запатентованы, но не протестированы в реальных условиях.

Вывод

В работе рассмотрены механизмы образования АСПО. Основным механизмом при формировании парафиновых отложений на внутренней поверхности трубопровода является молекулярная диффузия, которая основана на переносе растворенных парафиновых компонентов из объема нефти к стенке трубопровода. Формирование парафиновых

отложений является результатом действия градиента температур. Таким образом, количество АСПО зависит от значения градиента температур. Наиболее эффективными являются методы, основанные на уменьшении действия температурного градиента. К таким методам относится «холодный поток».

Он предполагает транспортировку нефти, охлажденной до температуры окружающей среды; может найти свое применение в трубопроводах, где использование механических очистных устройств не представляется возможным. К таким относятся трубопроводы переменного диаметра, а также трубопроводы, имеющие сужения, резкие повороты и другие местные сопротивления.

Для оценки эффективности применения метода «холодный поток» для предупреждения образования АСПО проведен гидравлический расчет нефтепровода в симуляторе многофазного потока OLGA. Результаты расчета показывают, что применение метода «холодный поток» позволит сократить количество АСПО на 94 % и увеличить межочистной период между промывками в 8 раз.

Таким образом, использование метода «холодный поток» может значительно уменьшить издержки производства, связанные с транспортировкой парафинистой нефти. Однако нет примеров применения его на практике. В настоящее время главным недостатком предлагаемого метода являются технологические ограничения, связанные с процессом охлаждения.

Библиографический список

1. Семенюк А.В., Коптева А.В. Разработка системы мониторинга парафиновых отложений при транспортировке нефтяных потоков // Современная наука и практика. – 2016. – № 9. – С. 27–30.
2. Казакова Л.П., Крейн С.Э. Физико-химические основы производства нефтяных масел. – М.: Химия, 1978. – 320 с.
3. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Ю.В. Лоскутова [и др.]. – Томск: Издательский дом Томск. гос. ун-та, 2015. – 135 с.
4. Лекомцев А.В., Турбаков М.С. Оценка результатов промывок нефтедобывающих скважин теплоносителем и углеводородным растворителем на месторождениях Ножовской группы // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 2. – С. 31.
5. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / А. Мординов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 78–79.
6. Вяткин К.А., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Оценка эффективности очистки насосно-компрессорных труб от асфальтеносмолопарафиновых отложений тепловым методом // Экология урбанизированных территорий. – 2014. – № 4. – С. 96–100.
7. Шатохина А.А. Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода: дипломный проект / Нац. исслед. Томск. политехн. ун-т, Институт природных ресурсов. – Томск, 2016.
8. Турбаков М.С., Лекомцев А.В., Ерофеев А.А. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождений Верхнего Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 123–125.

9. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
10. Ajayi O.E. Modelling of controlled wax deposition and loosening in oil and gas production systems. – Norwegian University of Science and Technology, 2013. – 106 p.
11. Borghi G.P., Corraera S., Merino-Garcia D. In-depth investigation of wax deposition mechanisms // Proceedings OMC 2005 Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. – Ravenna, 2005.
12. Todi S., Klewicki J., Deo M.D. Elucidating the mechanisms of wax deposition // Proceedings of HOD 2004 International Conference on Heavy Organic Deposition. – Los Cabos, 2004.
13. Ramirez-Jaramillo E., Lira-Galeana C., Manero O. Modeling wax deposition in pipelines // Petroleum science and technology. – 2004. – Т. 22, № 7–8. – С. 821–861. DOI: 10.1081/LFT-120038726
14. Azevedo L.F.A., Teixeira A.M. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms // Petroleum Science and Technology. – 2003. – Т. 21, № 3–4. – P. 393–408. DOI: 10.1081/LFT-120018528
15. Eskin D., Ratulowski J., Akbarzadeh K. Modelling wax deposition in oil transport pipelines // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 2014. – Т. 92, № 6. – P. 973–988. DOI: 10.1002/cjce.21991
16. Злобин А.А., Мордвинов В.А., Юшков И.Р. Энергия активации углеводородов нефти как критерий выбора ингибиторов парафиновых отложений // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 9. – С. 50–54.
17. Hayduk W., Minhas B. S. Correlations for prediction of molecular diffusivities in liquids // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1982. – Vol. 60, № 2. – P. 295–299. DOI: 10.1002/cjce.5450600213
18. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1966. – 192 с
19. Уойлд Д. Химическая обработка для борьбы с отложениями парафинов / пер. с англ. В. Клепинина // Нефтегазовые технологии. – 2009. – № 9. – С. 25–29.
20. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти / Д.Г. Антониали [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
21. Колесников А.С., Нурдаулет А.Н., Досжанов К.А. Обзор исследований влияния магнитного поля на асфальтосмолопарафиновые отложения [Электронный ресурс] // Международный студенческий научный вестник. – URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=25> (дата обращения: 30.03.2018).
22. Макаревич А.В., Банный В.А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор в двух частях). Часть I // Экология промышленного производства. – 2012. – № 4. – С. 9–14.
23. Устькячкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 18. – С. 53–60. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7
24. Аксенов А.В. Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на стенках НКТ и оборудования // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XX Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 120-летию со дня основания Томск. политехн. ун-та, 4–8 апреля 2016 г. – Томск, 2016. – Т. 2. – С. 819–821.
25. Merino-Garcia D., Corraera S. Cold flow: A review of a technology to avoid wax deposition // Petroleum Science and Technology. – 2008. – Vol. 26, № 4. – P. 446–459. DOI: 10.1080/10916460600809741
26. Applicability of cloud point depression to «cold flow» / M.R. Jemmett, M. Deo, J. Earl, P. Mogenhan // Energy & Fuels. – 2011. – Vol. 26, № 5. – P. 2641–2647. DOI: 10.1021/ef2013908
27. Косяк Д.В., Маркин А.Н. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» // Территория «Нефтегаз». – 2011. – № 6. – С. 78–87.
28. Лебский Д.С. Оптимизация температурного режима эксплуатации морских нефтегазопроводов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2009. – № 1. – С. 42–48.
29. Bryan S.H. Modelling of wax deposition in sub-sea pipelines. – Johannesburg, 2016. – 100 p.
30. Kjørås M. Modelling of wax deposition in subsea pipelines. MSc Thesis, Norwegian University of Science and Technology [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.yumpu.com/en/document/view/23496494/modeling-of-wax-deposition-along-subsea-pipelines-ntnu> (дата обращения: 19 августа 2018).
31. Володченкова О.Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты. – М., 2007. – 148 с.
32. Смирнова А.В. Особенности развития перевозки нефти и нефтепродуктов различными видами транспорта // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 8. – С. 303–307.
33. О транспортировке нефти из месторождений, расположенных в вечной мерзлоте / А.Н. Гульков, В.Д. Лапшин, С.Ф. Соломенник, С.Г. Гулькова, Ю.А. Васянович, А.В. Никитина // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2014. – № 04. – С. 7–13.
34. Ашмян К.Д., Вольпин С.Г., Ковалева О.В. Разработка нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты // Территория «НЕФТЕАЗ». – 2016. – № 7–8. – С. 88–95.
35. OILGA version 2014.1 User Manual. – Schlumberger, 2014.
36. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Исследование вязкости нефтей в зависимости от температуры // Нефть. Газ. Новации. – 2003. – № 5. – С. 31–32.
37. Сахабутдинов Р.З., Короткова О.Ю., Фаттахов Р.Б. О возможности охлаждения товарной нефти с

с использованием абсорбционной холодильной машины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 6. – С. 31–34.

38. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Solids deposition during «cold flow» of wax – solvent mixtures in a flow-loop apparatus with heat transfer // *Energy & Fuels*. –

2009. – Vol. 23, № 6. – P. 3184–3194. DOI: 10.1021/ef900224r

39. Knowles W.T. Jr. Choke cooling waxy oil: pat. 4697426 USA. – 1987.

40. Hutton G.J., Kruka V.R. Existing cold flow projects deep star: Report 5201-3a. – Washington, 2001.

References

1. Semenyuk A.V., Kopteva A.V. Razrabotka sistemy monitoringa parafinovykh otlozheniy pri transportirovke neftyanykh potokov [Development of measurement system of paraffin deposits in oil pipelines]. *Sovremennaya nauka i praktika*, 2016, no.9, pp.27-30.

2. Kazakova L.P., Kreyin S.E. Fiziko-khimicheskie osnovy proizvodstva neftyanykh masel [Physico-chemical basis for the production of petroleum oils]. Moscow, Khimiya, 1978, 320 p.

3. Loskutova Yu.V. et al. Podgotovka i transport problemnykh neftey (nauchno-prakticheskie aspekty) [Preparation and transport of problem oils (scientific and practical aspects)]. Tomsk, Izdatelskiy dom Tomskogo gosudarstvennogo universiteta, 2015, 135 p.

4. Lekomtsev A.V., Turbakov M.S. Otsenka rezultatov promyvok neftedobyvayushchikh skvazhin teplonositelem i uglevodorodnym rastvoritelem na mestorozhdeniyakh Nozhovskoy gruppy [Evaluation of results of flushing oil producing wells with coolant and hydrocarbon solvents at the Nozhovskaya group fields]. *Nauchnye issledovaniya i innovatsii*, 2010, vol.4, no.2, pp.31.

5. Mordvinov A. et al. Effektivnost meropriyatiy po preduprezhdeniyu obrazovaniya i udaleniyu asfaltenosmoloparafinovykh otlozheniy pri ekspluatatsii neftedobyvayushchikh skvazhin v OOO «LUKOYL-PERM» [Effectiveness of measures to prevent formation and removal of sediments of asphaltenes, resins and paraffins while operating of oil wells in LUKOIL-PERM LLC]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, no.8, pp.78-79.

6. Vyatkin K.A., Lekomtsev A.V., Martyushev D.A. Otsenka effektivnosti oчитки nasosnocompressornykh trub ot asfaltenosmoloparafinovykh otlozheniy teplovym metodom [Evaluation of the cleaning efficiency of pump-compressor pipes from sediments of asphaltenes, resins and paraffins using the thermal method]. *Ekologiya urbanizirovannykh territoriy*, 2014, no.4, pp.96-100.

7. Shatokhina A.A. Vliyanie usloviy parafinoobrazovaniya na izmenenie raskhodnykh kharakteristik nefteprovoda: diplomnyy proekt [Influence of conditions of paraffin formation on the change in the flow characteristics of the pipeline: graduation project]. Tomsk, Natsionalnyy issledovatel'skiy Tomskiy politekhnicheskii universitet, Institut prirodnnykh resursov. 2016.

8. Turbakov M.S., Lekomtsev A.V., Erofeev A.A. Opredelenie temperatury насыщения нефти парафином для месторождений Верхнего Прикамья [Determination of paraffin saturation temperature of the Upper Kama oil fields]. *Oil industry*, 2011, no.8, pp.123-125.

9. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfaltosmoloparafinovyе otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya [Asphaltene-resin-paraffin deposits in

the processes of oil production, transportation and storage]. *Neftgazovoe delo*, 2011, no.1, pp.268-284.

10. Ajayi O.E. Modelling of controlled wax deposition and loosening in oil and gas production systems. Norwegian University of Science and Technology, 2013, 106 p.

11. Borghi G.P., Correr S., Merino-Garcia D. In-depth investigation of wax deposition mechanisms. *Proceedings OMC 2005 Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. Ravenna, 2005.

12. Todi S., Klewicki J., Deo M.D. Elucidating the mechanisms of wax deposition. *Proceedings of HOD 2004 International Conference on Heavy Organic Deposition*. Los Cabos, 2004.

13. Ramirez-Jaramillo E., Lira-Galeana C., Manero O. Modeling wax deposition in pipelines. *Petroleum science and technology*, 2004, vol.22, no.7-8, pp.821-861. DOI: 10.1081/LFT-120038726

14. Azevedo L.F.A., Teixeira A.M. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms. *Petroleum Science and Technology*, 2003, vol.21, no.3-4, pp.393-408. DOI: 10.1081/LFT-120018528

15. Eskin D., Ratulowski J., Akbarzadeh K. Modelling wax deposition in oil transport pipelines. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2014, vol.92, no.6, pp.973-988. DOI: 10.1002/cjce.21991

16. Zlobin A.A., Mordvinov V.A., Yushkov I.R. Energiya aktivatsii uglevodorodov nefi kak kriteriy vybora inhibitorov parafinovykh otlozheniy [Energy of the activation of the hydrocarbons of oil as the criterion of the selection of inhibitors of the paraffin deposits]. *Neft, gaz i biznes*, 2011, no.9, pp.50-54.

17. Hayduk W., Minhas B.S. Correlations for prediction of molecular diffusivities in liquids. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1982, vol.60, no.2, pp.295-299. DOI: 10.1002/cjce.5450600213

18. Tronov V.P. Mekhanizm obrazovaniya smoloparafinovykh otlozheniy i borba s nimi [Mechanism of formation of smoloparaffin deposits and the fight against them]. Moscow, Nedra, 1966, 192 p.

19. Uoyld D. Khimicheskaya obrabotka dlya borby s otlozheniyami parafinov [Chemical treatment to control paraffin deposits]. *Neftgazovye tekhnologii*, 2009, no.9, pp.25-29.

20. Antoniali D.G. et al. Analiz sushchestvuyushchikh metodov borby s asfaltosmoloparafinovymi otlozheniyami pri dobyche nefi [Analysis of existing methods to combat asphalt-resin-paraffin deposits in oil production]. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, no.9, pp.32-37.

21. Kolesnikov A.S., Nurdaulet A.N., Doszhanov K.A. Obzor issledovaniy vliyaniya magnitnogo polya na

asfaltosmoloparafिनovye otlozheniya [Review of studies of the influence of the magnetic field on asphalt-resin-paraffin deposits]. *Mezhdunarodnyy studentcheskiy nauchnyy vestnik*, available at: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=25> (accessed 30 March 2018).

22. Makarevich A.V., Bannyi V.A. Metody borby s ASPO v nefte dobyvayushchey promyshlennosti (obzor v dvukh chastyakh), part I [Methods against SARP in the oil industry (review in two parts) Part I]. *Ekologiya promyshlennogo proizvodstva*, 2012, no.4, pp.9-14.

23. Ustkachkintsev E.N., Melekhin S.V. Determination of the efficiency of wax deposition prevention methods. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, no.18, pp.53-60. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7

24. Aksenov A.V. analiz metodov borby s asfaltosmolisto-parafिनovymi otlozheniyami (ASPO) na stenkakh NKT i oborudovaniya [Analysis of methods against sediments of asphaltenes, resins and paraffins (SARP) on the walls of the tubing and equipment]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr: Trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh, posvyashchennogo 120-letiyu so dnya osnovaniya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2016, vol.2, pp.819-821.

25. Merino-Garcia D., Corraera S. Cold flow: A review of a technology to avoid wax deposition. *Petroleum Science and Technology*, 2008, vol.26, no.4, pp.446-459. DOI: 10.1080/10916460600809741

26. Jemmett M.R., Deo M., Earl J., Mogenhan P. Applicability of cloud point depression to “cold flow”. *Energy & Fuels*, 2011, vol.26, no.5, pp.2641-2647. DOI: 10.1021/ef2013908

27. Kosyak D.V., Markin A.N. Opyt borby s otlozheniyami ASPO v podvodnykh truboprovodakh proekta “Sakhalin-2” [Control of wax deposition in subsea pipelines of Sakhalin-II project]. *Territoriya “Neftegaz”*, 2011, no.6, pp.78-87.

28. Lebskiy D.S. Optimizatsiya temperaturnogo rezhima ekspluatatsii morskikh neftegazoprovodov [Optimisation of offshore oil and gas pipelines maintenance thermal regime]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2009, no.1, pp.42-48.

29. Bryan S.H. Modelling of wax deposition in sub-sea pipelines. Johannesburg, 2016, 100 p.

30. Kjørås M. Modelling of wax deposition in subsea pipelines. MSc Thesis, Norwegian University of Science and

Technology, available at: <https://www.yumpu.com/en/document/view/23496494/modeling-of-wax-deposition-along-subsea-pipelines-ntnu> (accessed 19 August 2018).

31. Volodchenkova O.Yu. Obespechenie proektnogo polozheniya podzemnykh magistralnykh nefteprovodov v zonakh vechnoy merzloty [Ensuring the design position of underground trunk pipelines in permafrost zones]. Moscow, 2007, 148 p.

32. Smirnova A.V. Osobennosti razvitiya perezovozki nefi i nefteproduktov razlichnymi vidami transporta [Features of development of transportation of oil and petroleum products by various types of transport]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2012, vol.15, no.8, pp.303-307

33. Gulkov A.N., Lapshin V.D., Solomennik S.F., Gulkova S.G., Vasyanovich Yu.A., Nikitina A.V. O transportirovke nefi iz mestorozhdeniy, raspolozhennykh v vechnoy merzlotte [On the transportation of oil from fields located in the permafrost]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten (nauchno-tekhnicheskiy zhurnal)*, 2014, no.OB4, pp.7-13

34. Ashmyan K.D., Volpin S.G., Kovaleva O.V. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy v zone rasprostraneniya vechnoy merzloty [Development of oil fields in the permafrost zone]. *Territoriya “Neftegaz”*, 2016, no.7-8, pp.88-95.

35. OILGA version 2014.1 User Manual. Schlumberger, 2014.

36. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Issledovanie vyazkosti nefey v zavisimosti ot temperatury [The study of oil viscosity depending on temperature]. *Nefi. Gaz. Novatsii*, 2003, no.5, pp.31-32.

37. Sakhabutdinov R.Z., Korotkova O.Yu., Fattakhov R.B. O vozmozhnosti okhlazhdeniya tovarnoy nefi s sipolzovaniem absorbtionnoy kholodilnoy mashiny [About the possibility of commercial oil cooling using absorption chillers]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2012, no.6, pp.31-34.

38. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Solids deposition during “cold flow” of wax – solvent mixtures in a flow-loop apparatus with heat transfer. *Energy & Fuels*, 2009, vol.23, no.6, pp.3184-3194. DOI: 10.1021/ef900224r

39. Knowles W.T. Jr Choke cooling waxy oil: pat. 4697426 USA. 1987.

40. Hutton G.J., Kruka V.R. Existing cold flow projects deep star. Report 5201-3a. Washington, 2001.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Оценка эффективности метода «холодный поток» в борьбе с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями / П.Ю. Илюшин, А.В. Лекомцев, Т.С. Ладейщикова, Р.М. Рахимзянов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №1. – С.53–62. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.5

Please cite this article in English as:

Ilyushin P.Yu., Lekomtsev A.V., Ladeyshchikova T.S., Rakhimzyanov R.M. The efficiency assessment of the “Cold Flow” method against the deposition of asphaltenes, resins and paraffins. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.1, pp.53-62. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.5