

УДК 665.6/7

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

## ПОДБОР ЭФФЕКТИВНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЮЖНО-ХЫЛЬЧУЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.В. Манакова, В.Г. Рябов, Е.В. Ибраева<sup>1</sup>, Л.В. Закшевская<sup>1</sup>, Т.А. Сюр<sup>1</sup>

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)  
<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

## SCREENING FOR EFFICIENT AGENTS FOR TRANSPORTATION AND TREATMENT OF OIL OF SOUTH-KHYLCHUIU FIELD

Iuliia V. Manakova, Valerii G. Riabov, Elena V. Ibraeva<sup>1</sup>, Liudmila V. Zakshevskaia<sup>1</sup>, Tatiana A. Siur<sup>1</sup>

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskii av., Perm, 614990, Russian Federation)  
<sup>1</sup>PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 05.04.2017. Принята / Accepted: 15.05.2017. Опубликована / Published: 30.06.2017

### Ключевые слова:

высокопарафинистая нефть, водонефтяные эмульсии, реологические характеристики нефти, деэмульгаторы, депрессорные присадки, ингибиторы коррозии, взаимовлияние и совместимость реагентов.

На большинстве месторождений в нашей стране и за рубежом добыча нефти осуществляется методом заводнения нефтяных пластов. Это приводит к интенсивному перемешиванию нефти и пластовой воды и неизбежному образованию стойких водонефтяных эмульсий. Для их разрушения и получения нефти товарного качества в системах сбора, транспорта и подготовки нефти применяют реагенты-деэмульгаторы. За счет их действия при высокой обводненности нефти и определенных режимах транспорта в трубопроводе может образовываться свободная вода, которая за счет агрессивности приводит к коррозии нижней части трубопроводной системы. Поэтому на промыслах по системам транспорта продукции скважин одновременно с реагентом-деэмульгатором вводят ингибитор коррозии. Но некоторые деэмульгаторы, обладая хорошими моющими свойствами, смывают с внутренних стенок труб не только пленку нефти, но и защитную пленку адсорбированного на них ингибитора коррозии. В свою очередь, некоторые ингибиторы коррозии могут являться эмульгаторами, и добавка их в систему внутритрубной деэмульсации может оказать негативное воздействие на процессы отделения воды из нефти. В связи с этим весьма актуален вопрос совместимости реагентов-деэмульгаторов и ингибиторов коррозии. При решении таких проблем целесообразно подбирать реагенты, которые не будут снижать деэмульгирующие и защитные свойства друг друга.

Поскольку нефть Южно-Хыльчуйского месторождения высокопарафинистая и имеет положительную температуру застывания, при организации транспорта необходимо учитывать, что при низких температурах она проявляет резко выраженные неньютоновские свойства, а при остановке процесса перекачки возможно образование парафиновых структур. Это может привести к снижению пропускной способности нефтепровода и значительно усложнит эксплуатацию. Исследования, проведенные в области перекачки высокопарафинистой нефти, выявили возможность использования для улучшения транспорта высокозастывающей нефти и тяжелых нефтепродуктов веществ – стимуляторов потока, так называемых депрессорных присадок. Этот способ не требует больших дополнительных капитальных затрат и при достаточно широком освоении производства присадок может быть экономически более выгодным по сравнению с другими способами перекачки.

### Key words:

oil with high paraffin content, water-oil emulsions, rheological characteristics of oil, demulsifiers, depressant additives, corrosion inhibitors, mutual influence and compatibility of agents.

Oil of most of domestic and abroad fields is produced by a flooding of oil-bearing formations method. That leads to intensive mixing of oil and formation water and unavoidable formation of persistent water-oil emulsions. Demulsifiers are used to destroy water-oil emulsions and obtain commercial oil in gathering, transportation and treatment systems. In case of high water cut and certain modes of transportation demulsifiers can be a reason of free water formation. Due to its aggressive behavior water can lead to corrosion of a lower part of pipeline system. Therefore, along with demulsifiers a corrosion inhibitor is injected into systems of well fluid transportation. But some demulsifiers, having good washing properties, wash off from internal walls of pipes both an oil film and protective film of corrosion inhibitor adsorbed on them. In turn, some corrosion inhibitors can be emulsifiers, and adding them to a system of intratubular demulsification can have a negative effect on the processes of separation of water from oil. In this regard, compatibility of demulsifiers and corrosion inhibitors is very relevant question. A solution for such problems needs to screen agents that will not reduce demulsifying and protective properties of each other.

Oil of South-Khylchuiu field has high paraffin content and positive pour point. So, during transportation it is needed to take into account that at low temperatures oil reveals non-Newtonian properties. Stop in transportation will possibly show formation of paraffin structures. That can lead to decrease in rate capacity of pipeline and significantly complicate operation.

Studies, carried out in the field of transportation of oil with high paraffin content, revealed that in order to improve transportation of high-hardening oil and heavy oil products it is possible to use substances such as flow stimulators (depressant additives). This method does not require large additional capital costs. With a sufficiently wide development of production of additives it can be economically more profitable compared to other methods of transportation.

**Манакова Юлия Владимировна** – магистрант группы ХТП-15-1М химико-технологического факультета (тел.: +007 963 01 28 59, e-mail: juliamanakova59@yandex.ru).

**Рябов Валерий Германович** – доктор технических наук, профессор, декан химико-технологического факультета (тел.: +007 902 471 24 92, e-mail: rvg@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

**Ибраева Елена Васильевна** – главный специалист отдела сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды (тел.: +007 342 233 67 49, e-mail: Elena.Ibraeva@pnn.lukoil.com).

**Закшевская Людмила Васильевна** – ведущий инженер отдела защиты от коррозии (тел.: +007 342 233 67 47, e-mail: Ljudmila.Zakshevskaya@pnn.lukoil.com).

**Сюр Татьяна Анатольевна** – кандидат химических наук, начальник отдела защиты от коррозии (тел.: +007 342 233 62 57, e-mail: Tatjana.Siur@pnn.lukoil.com).

**Iuliia V. Manakova** – master student of ХТП-15-1m group at the Faculty of Chemical Engineering (tel.: +007 963 01 28 59, e-mail: juliamanakova59@yandex.ru).

**Valerii G. Riabov** (Author ID in Scopus: 7102296283) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Dean of the Faculty of Chemical Engineering (tel.: +007 902 471 24 92, e-mail: rvg@pstu.ru). The contact person for correspondence.

**Elena V. Ibraeva** – Chief Specialist of the Department of Gathering, Treatment and Transportation of Oil, Gas and Water (tel.: +007 342 233 67 49, e-mail: Elena.Ibraeva@pnn.lukoil.com).

**Liudmila V. Zakshevskaia** – Senior Engineer of the Department of Corrosion Control (tel.: +007 342 233 67 47, e-mail: Ljudmila.Zakshevskaya@pnn.lukoil.com).

**Tatiana A. Siur** (Author ID in Scopus: 6602330708) – PhD in Chemical Sciences, Head of the Department of Corrosion Control (tel.: +007 342 233 62 57, e-mail: Tatjana.Siur@pnn.lukoil.com).

## Введение

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся в основном тяжелая и высоковязкая нефть, высокопарафинистая, имеющая положительную температуру застывания. Объем такой нефти в России составляет около 55 % от общего объема запасов нефти [1]. К таким запасам относятся и нефть месторождений европейского севера.

В мировой практике известны следующие способы перекачки высоковязкой и высокозастывающей нефти:

- с предварительным подогревом («горячая перекачка»);
- с попутным подогревом (в том числе с применением скин-эффекта);
- после термообработки;
- с маловязкими разбавителями;
- газонасыщение нефти;
- с водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- с депрессорными присадками.

Выбор способа перекачки делают на основании технико-экономического расчета.

В настоящее время для транспорта такой нефти преобладают два основных направления перекачки. Это традиционные методы перекачки нефти с подогревом и с использованием депрессаторов для снижения вязкости и температуры застывания нефти.

При применении химических депрессаторов при перекачке нефти и нефтепродуктов достигается снижение вязкости перекачиваемой жидкости и снижение температуры застывания парафинистой жидкости. Полимерные присадки, молекулы которых характеризуются высокой прочностью и большой молекулярной массой, снижают потери на трение, за счет чего увеличивается пропускная способность нефтепровода.

Таким образом, использование депрессорных присадок способствует увеличению производительности нефтепроводов, гарантирует надежность пуска после длительных остановок, улучшает работу скважин и сборных трубопроводов нефти на промыслах, а также сокращает отложение парафина на стенках трубопровода и в резервуарах и т.д.

Применение полимерных депрессорных присадок позволяет решить многие практические

задачи трубопроводного транспорта: снизить энергетические затраты на перекачку и расход топлива на подогрев нефти; уменьшить капитальные затраты в линейную часть и пункты подогрева; увеличить производительность и пропускную способность нефтепроводов; повысить эффективность и надежность эксплуатации нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях [2–13].

В настоящее время основная масса нефти добывается с применением методов заводнения продуктивных пластов поверхностными и минерализованными сточными водами нефтепромыслов для поддержания пластового давления. Со временем обводненность пласта возрастает и при добыче на поверхность поступает устойчивая водонефтяная эмульсия. Этому также способствует наличие в нефти природных эмульгаторов [14]. Поэтому без использования дополнительных методов обезвоживания нефтяная эмульсия практически не разрушается.

На сегодняшний день известно множество технологических приемов и технических устройств, позволяющих с помощью определенных воздействий на эмульсию вызвать ее полное разрушение. При этом самым эффективным считается термический метод с использованием различных деэмульгаторов [15].

Место ввода деэмульгатора в систему следует выбирать так, чтобы обеспечить хорошее перемешивание и продолжительное время контакта реагента с эмульсией. Для увеличения времени контакта деэмульгатора с эмульсией и обеспечения подготовки эмульсии к расслоению применяют так называемую путевую деэмульсацию, или трубную деэмульсацию. Для этого деэмульгатор вводят в систему на значительном удалении от установки предварительного сброса воды (УПСВ) или установки подготовки нефти (УПН), например, на устье добывающей скважины, на групповой замерной установке или начальном участке трубопровода [16–19].

При выборе того или иного деэмульгатора большое внимание придается его быстрдействию, обеспечивающему быстрое стартовое отделение воды из эмульсии и последующее глубокое ее разделение.

Именно на выбор наиболее эффективных деэмульгаторов для обезвоживания нефти Южно-Хыльчуйского месторождения направлены данные исследования.

### Проведение лабораторных исследований по выбору эффективного деэмульгатора для нефти Южно-Хыльчуйского месторождения

Южно-Хыльчуйское месторождение находится на севере европейской части России, на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области, в районе распространения многолетних мерзлых грунтов с субарктическим климатом. Годовые колебания температуры изменяются от  $-46$  до  $+30$  °С. Гидрографическая сеть представлена множеством озер, небольших рек – Хыльчуй, Дресвянка, Серебрянка – с многочисленными притоками.

Нефть Южно-Хыльчуйского месторождения легкая (плотность при  $20$  °С равна  $849$  кг/м<sup>3</sup>), маловязкая ( $7,46$  мПа·с), высокопарафинистая ( $6,72$  % мас.), температура застывания  $+5$  °С.

На период выполнения работ обводненность нефтяных эмульсий месторождения составляла  $27,0$  %. Температура транспорта нефти по внутрипромысловым нефтепроводам в зимнее время года до установки подготовки нефти находится на уровне  $\sim 30$  °С. Значения динамической вязкости эмульсии при такой температуре транспорта невысокие (рис. 1). При обводненности  $70$  % вязкость эмульсии не превышала значений  $0,08$  Па·с. Организовывать подачу деэмульгаторов по системе сбора нет необходимости. Но для осуществления процесса деэмульсации на УПН, для получения товарной нефти 1-й группы качества в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [20] необходимо подавать деэмульгатор.

Для выбора наиболее эффективного деэмульгатора были исследованы процессы транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения.

Лабораторные испытания по оценке эффективности деэмульгаторов проводили стандартным методом «Bottle Test» с использованием 30%-ной нефтяной эмульсии в условиях, максимально приближенных к реальным условиям транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения [21]. В качестве реагента сравнения

использовался базовый реагент Сепарол WF-41. Дозировки деэмульгаторов были такие же, как и у базового реагента. Температуры проведения лабораторных испытаний выбирали исходя из средней температуры транспорта продукции скважин в зимний период и температуры подготовки нефти на УПН «Южное Хыльчуй».

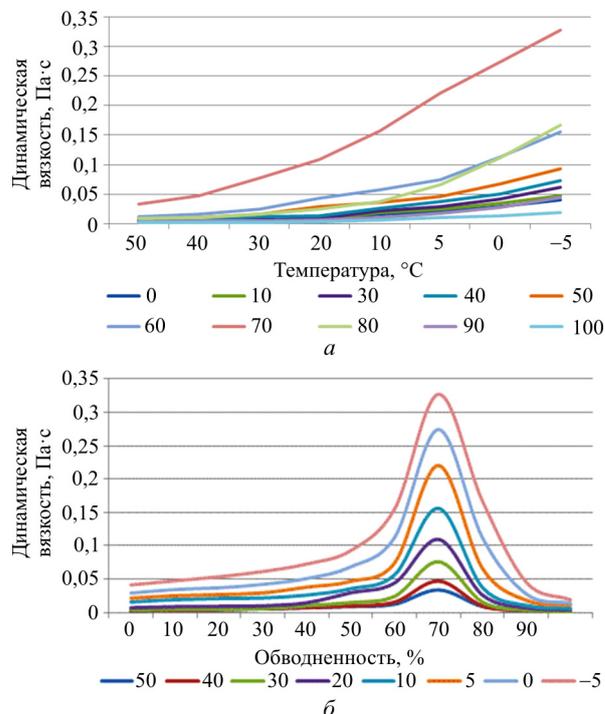


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефтяных эмульсий Южно-Хыльчуйского месторождения от температуры (а) и обводненности (б)

Условия лабораторных испытаний:  
– время «старения» эмульсии – 1 ч;  
– время перемешивания нефтяной эмульсии с реагентом – 5 мин;  
– интенсивность перемешивания эмульсии – 120 двойных ходов/мин;  
– температура перемешивания эмульсии с реагентом –  $30$  °С;  
– температура процесса деэмульсации нефти –  $30$  и  $65$  °С;  
– продолжительность процесса деэмульсации – 1 ч при каждой температуре.

Результаты выполненных экспериментов приведены на рис. 2.

На рис. 2 сравниваются следующие деэмульгаторы: «RP-6522», «Сепарол WF-41» – деэмульгатор фирмы Baker Petrolite; «ХПД-005», «ХПД-001 (5)», «ХПД-011(П)», «ХПД-004 (КГ)» – ЗАО «Когалымский завод химических реагентов»; «Рекод 752А» – ЗАО «Агентство технологий

и оперативной науки» (АТОН) (г. Казань); «ФЛЭК-Д-005 б» – ООО «ФЛЭК» (г. Пермь).

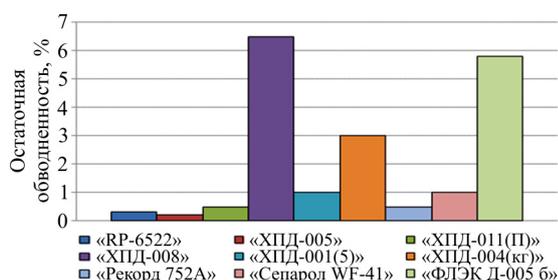


Рис. 2. Сравнительная эффективность дезэмульгаторов при дезэмульсации нефти Южно-Хыльчюуского месторождения

По результатам метода «Bottle Test» были выбраны наиболее эффективные дезэмульгаторы. Далее их расходы корректировались в процессе моделирования в соответствии с технологической схемой и основными параметрами работы УПН.

На УПН продукция скважин поступает в сепараторы типа УПОГ и ТФС, где осуществляется 1-я ступень сепарации нефти от газа. Затем водонефтяная эмульсия направляется в блок УПСВ для предварительного отделения воды. Температура процесса – 30–40 °С. Перед блоком УПСВ предусмотрена подача реагента-деэмульгатора. Расход реагента составляет 10 г/т (для подготовки продукции скважин к процессу дезэмульсации по системе сбора дозируют дезэмульгатор в количестве 30 г/т). Нефтяная эмульсия на выходе из аппаратов блока УПСВ имеет обводненность не более 5 %. Далее частично обезвоженная нефть через печи нагрева направляется на ступень глубокого обезвоживания и обессоливания. Перед этими установками осуществляется подача дезэмульгатора и горячей пресной воды. Температурный режим на блоке обезвоживания и обессоливания – 65–70 °С. Товарная нефть, содержащая воды не более 0,5 %, после аппаратов обессоливания, пройдя через колонну отдувки сероводорода, поступает в резервуары товарной нефти, после чего магистральными насосами перекачивается по трубопроводу протяженностью ~160 км до берегового резервуарного парка Варандейского отгрузочного терминала. Отделившаяся на всех ступенях подготовки нефти УПН вода будет направляться на блок водоподготовки для очистки и дальнейшего использования в системе поддержания пластового давления Южно-Хыльчюуского месторождения.

Подбор дезэмульгаторов и корректировку их расходов проводили для эмульсий, имеющих обводненность 28 % (текущий период). Эффективность реагентов оценивали не только по скорости и глубине обезвоживания [21], но еще и по качеству отводимой воды на ступени предварительного сброса – концентрации нефтепродуктов [22].

Параметры процессов транспорта и подготовки нефти в лабораторных условиях соответствовали фактическим, а именно:

- расход дезэмульгаторов по системе сбора – 30 г/т;
- температура транспорта эмульсий – 30 °С;
- продолжительность транспорта – не менее 1,0 ч;
- дозировка дезэмульгаторов перед входом на установку – 10 г/т;
- продолжительность перемешивания эмульсии с реагентом – не менее 10 мин;
- температура процесса предварительного сброса воды – 30 °С;
- продолжительность процесса – 1,0 ч;
- температура процесса термохимического обезвоживания – 65 °С;
- дополнительная подача дезэмульгатора – 10 г/т;
- продолжительность процесса – 1,0 ч;
- объем пресной воды на процесс обессоливания – 7 %;
- перемешивание нефти с горячей (70 °С) пресной водой – 10 мин;
- продолжительность процесса – 1,0 ч;
- температура процесса обессоливания – 60 °С.

После окончания процессов подготовки в нефти определяли остаточную обводненность и концентрацию хлористых солей по методам, изложенным в [23, 24].

Результаты моделирования приведены в табл. 1. По данным таблицы видно, что лучшие результаты по качеству товарной нефти получены с дезэмульгаторами «RP-6522», «Сепарол WF-41» и «Рекорд 752А». Эти же реагенты показали и свое быстрое действие: за первые 0,5 часа на каждой ступени выделился практически весь объем воды. Но с реагентами «Рекорд 752А» и «Сепарол WF-41» качество отводимой воды было хуже – концентрация нефтепродуктов составила 217,2 и 215,7 мг/дм<sup>3</sup> [25–27].

Таблица 1

## Результаты моделирования процессов подготовки нефти на УПН «Южное Хыльчую»

Реагент	Обводненность исходной эмульсии, %	Расход реагента системе сбора, г/т	Степень предварительного сброса (УПСВ), температура 30 °С			Термохимическое обезвоживание нефти при температуре 65 °С		Обессоливание нефти при температуре 60 °С		
			расход реагента г/т	содержание воды на выходе из УПСВ, %	концентрация нефтепродуктов в воде, мг/дм <sup>3</sup>	дополнительная подача реагента, Г/т	качество нефти после окончания процесса, %	объем пресной воды, %	содержание воды по Дину-Старку, %	концентрация хлоридных солей, мг/дм <sup>3</sup>
«RP-6522» (Baker Petrolite)	27,7	30	10	4,5	86,4	10	7	0,03	40,16	
«ХПД-005»		30	10	6,5	303,4			1,4	0,06	104,56
«ХПД-011(П)»		30	10	5,0	139,3			0,9	0,06	125,38
«Сепарол WF-41»		30	10	4,5	215,7			1,0	0,06	98,71
«Рекод 752А»		30	10	6,0	217,2			0,5	0,03	69,5
«ФЛЭК Д-005 б»		30	10	6,5	162,5			1,2	0,09	162,5

### Лабораторные исследования по определению совместимости деэмульгаторов и ингибитора коррозии

Анализ продукции скважин месторождения показал, что в состав газа, попутно добываемого вместе с нефтью залежи «P1a+s» (основного объекта разработки на месторождении), входят (помимо легких и тяжелых углеводородов) агрессивные в коррозионном плане компоненты – сероводород и углекислый газ. Содержание H<sub>2</sub>S достигает 2,7 % мол., CO<sub>2</sub> – 4,8 % мол. В среднем по месторождению концентрация этих компонентов составляет 1,48 и 2,51 % мол. соответственно. Наличие в транспортируемой жидкости больших количеств H<sub>2</sub>S или CO<sub>2</sub>, кроме того, ведет к усиленному наводороживанию сталей, способствующему их охрупчиванию и резкому снижению прочностных свойств.

Это означает, что без использования каких-либо методов защиты от коррозии для промысловых трубопроводов и оборудования, выполненных из углеродистых нелегированных сталей, крайне высока вероятность отказов уже в первые годы эксплуатации. Поэтому по системе сбора осуществляется дозирование ингибитора коррозии «CRW-82275» фирмы Baker Petrolite с расходом 25 г/м<sup>3</sup>.

Однако при подаче в систему сбора нефти ингибиторов коррозии необходимо оценить их влияние на деэмульгирующую способность реагентов-деэмульгаторов.

Эффект совместного действия ингибитора коррозии и деэмульгатора в одних случаях может усиливаться, в других – уменьшаться. Это связано с

тем, что при смешении реагентов органического и неорганического происхождения в присутствии минерализованной воды, а также содержащихся в продукции скважин, породе пласта и коммуникациях различных химических соединений происходят реакции с образованием новых промежуточных продуктов, которые прямо или косвенно влияют на технологический процесс [28, 29].

Взаимовлияние реагентов изучали сравнением действия деэмульгатора в смеси с ингибитором коррозии и без него по объему выделившейся при этом водной фазы при моделировании процесса предварительного сброса воды (табл. 2).

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что применяемый для защиты от коррозии ингибитор «CRW-82275» совместно с деэмульгатором «RP-6522» отрицательного влияния на процесс подготовки нефти не оказывает; остаточная обводненность нефти осталась примерно на том же уровне. Кроме этого, концентрация нефтепродуктов в отводимой воде не увеличилась.

В опытах с деэмульгаторами «Сепарол WF-41» и «Рекод 752А» с ингибитором коррозии «CRW-82275» после окончания процесса деэмульсации содержание воды в нефти увеличилось. В отделившейся воде со всеми реагентами концентрация нефтепродуктов осталась примерно на том же уровне, что и в вышеприведенных опытах.

Таким образом, из рассмотренных реагентов для подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения наибольшую эффективность показал деэмульгатор «RP-6522» (Baker Petrolite).

Таблица 2

Результаты лабораторных исследований по взаимовлиянию деэмульгаторов и ингибитора коррозии на процесс подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения

Реагент	Обводненность исходной эмульсии, %	Расход деэмульгатора по системе сбора, г/т	Расход ингибитора по системе сбора, г/м <sup>3</sup>	Степень предварительного сброса (УПСВ), температура 30 °С		
				расход деэмульгатора, г/т	содержание воды на выходе из УПСВ, %	концентрация нефтепродуктов в воде, мг/дм <sup>3</sup>
«RP-6522» (Baker Petrolite)	27,7	30	25	10	4,0	80,62
«Сепарол WF-41»		30	25	10	7,0	243,24
«Рекод 752А»		30	25	10	9,5	196,83

### Проведение реологических исследований нефти и подбор депрессорных присадок

Внешний транспорт нефти, прошедшей подготовку на УПН, предусмотрен в направлении Варандейского отгрузочного терминала. Расстояние до БРП составляет более 160 км. Время транспорта нефти до БРП – 14 суток.

Одной из важнейших задач трубопроводного транспорта парафинистой нефти, имеющей высокую температуру застывания, является проведение технологических мероприятий, направленных на улучшение гидравлических характеристик трубопроводов, так как при перекачке такой нефти при неизотермическом режиме наблюдается образование отложений на внутренней поверхности труб, происходит запарафинивание нефтепроводов. При снижении температуры транспорта нефти до температуры насыщения парафинами в перекачиваемой жидкости начинает появляться твердая фаза – кристаллы парафина в виде конгломератов, прилипающих к поверхности нефтепровода.

Исследования реологических свойств нефти Южно-Хыльчуйского месторождения проводились на прямом и обратном ходе вискозиметра с измерительным инструментом «цилиндр-цилиндр». Прямой ход сводился к последовательному дискретному созданию скоростей сдвига, начиная от минимальной и заканчивая наибольшей. Прямой ход соответствует пусковым режимам работы трубопровода, когда имеет место постепенное разрушение внутренних связей (структурных форм) в нефти при увеличении скорости движения.

Обратный ход соответствует случаям существования разрушенных внутренних связей и отвечает стационарным режимам работы трубопровода. Он сводился к последовательному дискретному созданию скоростей движения, начиная с наибольшей и заканчивая наименьшей.

Если рассматриваемая жидкость при какой-либо температуре имеет склонность к структурообразованию, то реограммы прямого и обратного хода не совпадают.

На рис. 3 приведены реограммы для нефти Южно-Хыльчуйского месторождения при различных температурах. Очевидно, что нефть

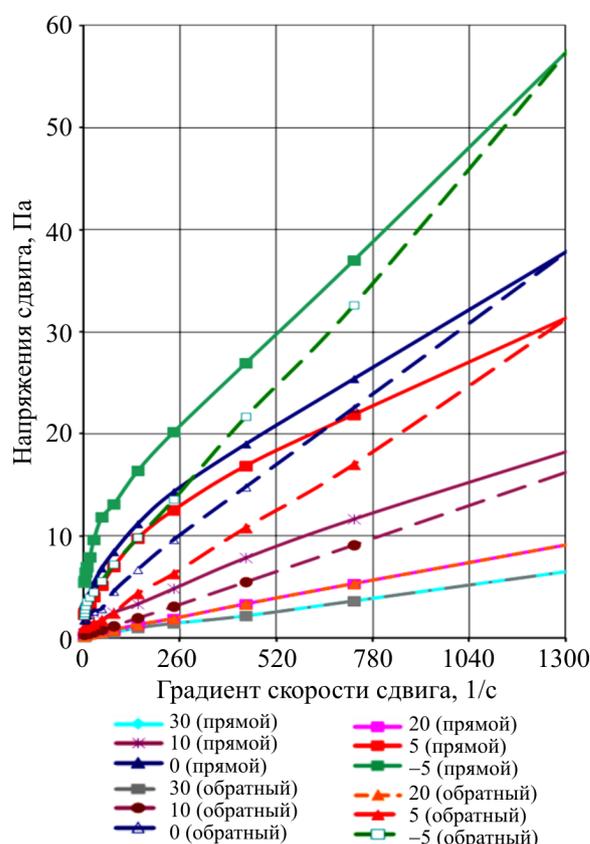


Рис. 3. Реограммы нефти Южно-Хыльчуйского месторождения

этого месторождения склонна к образованию структуры, так как реограммы прямого и обратного хода не совпадают, особенно при температурах, близких к температуре застывания нефти. При температурах, равных 20 и 30 °С, реограммы прямого и обратного хода практически совпадают, а значения

вязкости и сдвиговых напряжений для пускового и стационарного режимов близки.

Как отмечалось выше, одним из способов перекачки высокозастывающей нефти является транспорт нефти с добавлением депрессорных присадок.

В лабораторных условиях присадки вводились в нагретую до температуры 60 °С нефть (температура нефти после окончания процессов подготовки). Расходы депрессаторов составляли 50 г/т. Пробы тщательно перемешивали, так как это является одним из условий применения депрессорных присадок. Скорость снижения температуры нефти не превышала 20 °С/ч. Далее определяли температуру застывания нефти.

В табл. 3 приведены результаты исследований, которые показывают, что с реагентами «Servo CW-288» и «ДН-1» получены самые хорошие показатели: депрессия температуры

застывания превышает 25 °С, и это снижение сохраняется не менее 16 суток. Кроме этого, присадки обладают еще и высоким ингибирующим АСПО-действием (эффективность не менее 86 %), которое определяли по общепринятой методике «холодного пальца» [30, 31], позволяющей с высокой достоверностью оценить эффективность реагентов как ингибиторов парафиноотложений для конкретных эксплуатационных условий.

В табл. 3 речь идет о следующих параметрах: «Seraflux-3120», «CF-2145» – депрессорные присадки фирмы Baker Petrolite; «ДН-1» – депрессорная присадка ВНИИСПТнефть; «Servo CW-288» – депрессорная присадка компании «Налко»; «ФЛЭК-ИП-103», «ФЛЭК-ДП-009» – депрессорные присадки фирмы ООО «ФЛЭК» (г. Пермь); «PROCHINOR AP-174» – депрессорная присадка фирмы «АТОФИНА/СЕКА».

Таблица 3

Результаты лабораторных исследований по снижению температуры застывания нефти с использованием депрессорных присадок на Южно-Хыльчуйском месторождении

Наименование присадки	Расход, г/т	Эффект ингибирования, %	Температура застывания, °С, через сутки							
			1	2	3	4	8	10	16	
Без присадки	–	–	+5	–	–	–	–	–	–	–
Seraflux-3120	50	73,5	–8	–12	–20	–20	–20	–20	–20	–2
ДН-1	50	86,8	–36	–38	–38	–38	–32	–32	–20	–20
Servo CW-288	50	87,9	–38	–40	–40	–40	–40	–40	–40	–22
CF-2145	50	69,7	–14	–20	–20	–20	–15	–12	–4	–
ФЛЭК-ИП-103	50	–	–8	+4	–	–	–	–	–	–
ФЛЭК-ДП-009	50	–	–11	–12	–12	–12	–6	–4	0	–
PROCHINOR AP-174	50	64,8	–13	+4	–	–	–	–	–	–

Таким образом, депрессорные присадки «ДН-1» или «Servo CW-288» будут препятствовать росту кристаллов парафина и ослабят способность их к агрегации, а следовательно, они могут быть рекомендованы при транспортировке нефти Южно-Хыльчуйского месторождения.

### Выводы

1. Реагент Baker Petrolite «RP-6522» в процессах транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения проявил наибольшую эффективность

2. Применяемый для защиты от коррозии ингибитор «CRW-82275» совместим с деэмульгатором «RP-6522» и не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки нефти.

3. Депрессорные присадки «Servo CW-288» и «ДН-1» показали хорошие результаты по снижению температуры застывания нефти: депрессия температуры превышает 25 °С, и это снижение сохраняется не менее 16 суток. Кроме этого, присадки обладают еще и высоким ингибирующим АСПО-действием (эффективность не менее 86 %).

### Библиографический список

1. Губанов Б.Ф., Жуйко П.В., Кравченко Г.М. К вопросу транспорта нефтей пермокарбонной залежи Усинского месторождения // Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – С. 112–117.

2. Полимерная депрессорная присадка и ее действие на высокопарафинистую нефть / А.А. Емков [и др.] // Труды ВНИИ по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 1976. – Вып. 14. – С. 3–9.

3. Технология введения депрессорных присадок в высокопарафинистые нефти / О.В. Сазонов, Т.В. Антонова, Ю.А. Сквородников, Ю.В. Скрипников // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 1. – С. 45–46.
4. Испытание депрессорной полимерной присадки ДН-1 / О.В. Сазонов, Т.В. Антонова, Ю.А. Сквородников, Ю.В. Скрипников // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – № 3. – С. 3–5.
5. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б.Н. Мастобаев [и др.]. – М.: Химия, 2002. – 296 с.
6. Сазонов О.В., Сквородников Ю.А. Применение депрессорных присадок при пуске «горячего» нефтепровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – № 2. – С. 9–11.
7. Сквородников Ю.А., Сазонов О.В., Скрипников Ю.В. Новый способ применения депрессорных присадок при перекачке высокопарафинистых нефтей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – № 3. – С. 9–11.
8. Челинцев С.Н. Результаты опытной перекачки высокопарафинистой нефти Коми АССР, обработанной депрессорной присадкой // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – № 1. – С. 10–12.
9. Губин В.Е., Емков А.А. Транспорт вязких нефтей с пристенным слоем водного раствора ПАВ // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 38 с.
10. Фролова Л.А. Экспериментальные исследования влияния депрессорных присадок на реологические свойства нефтяных смесей // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 2. – С. 63–65.
11. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1977. – 192 с.
12. Жуйко П.В., Челинцев С.Н., Максютин И.В. Исследование реологических свойств нефти. – Ухта: Ухтинский гос. техн. ун-т, 1999. – 54 с.
13. Применение присадок при перекачке высокопарафинистых нефтей / Ю.В. Скрипников, Ю.А. Сквородников, Т.В. Антонова, Л.А. Фролова // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – № 2. – С. 3–6.
14. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2003. – 43 с.
15. Познышев Г.В. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
16. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 272 с.
17. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 512 с.
18. Технологии подготовки сверхвязкой нефти Татарстана / Ф.Р. Губайдулин, Р.З. Сахабутдинов, Т.Ф. Космачева, С.Н. Судькин, А.Н. Судькин. – Казань: Центр инновационных технологий, 2015. – 279 с.
19. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практ. руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
20. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – URL: <http://files.stroyinf.ru/data1/10/10031/> (дата обращения: 12.01.2017).
21. Испытания композиционного деэмульгатора СТХ-9 на объектах НГДУ «ТатРИТЭКнефть» / Р.Р. Мингазов, О.Ю. Сладовская, Н.Ю. Башкирцева, В.П. Нефедов, А.В. Кулагин // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 10. – С. 181–186.
22. Оценка влияния различных факторов на эффективность действия деэмульгаторов / Э.И. Ахметшина, Т.Ф. Космачева, Ф.Р. Губайдулин, С.Н. Судькин // Нефтяная провинция. – 2015. – № 1. – С. 53–67.
23. ПНД Ф 14.1:2.5-95. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и сточных водах методом ИКС [Электронный ресурс]. – URL: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293808/4293808609.htm> (дата обращения: 12.01.2017).
24. ГОСТ 14870-77. Нефть и нефтепродукты. Метод определения воды [Электронный ресурс]. – URL: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4294836/4294836879.pdf> (дата обращения: 12.01.2017).
25. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей [Электронный ресурс]. – URL: [http://standartgost.ru/g/ГОСТ\\_21534-76](http://standartgost.ru/g/ГОСТ_21534-76) (дата обращения: 12.01.2017).
26. Подбор реагентов-деэмульгаторов для глубокого обессоливания нефти / Э.Д. Саггарова, Р.Р. Фазулзянов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестник Казанского государственного технологического университета. – 2011. – № 10. – С. 165–168.
27. Семихина Л.П., Москвина Е.Н., Кольчевская И.В. Влияние физико-химических свойств реагентов на кинетику разрушения водонефтяных эмульсий при различных температурах // Вестник Тюменского государственного университета. – 2012. – № 5. – С. 72–75.
28. Особенности действия деэмульгаторов при высоких дозировках на водонефтяные эмульсии / Э.И. Ахметшина, Т.Ф. Космачева, Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдулин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М., 2012. – С. 240–247.
29. Шадрин П.Н., Ленченкова Л.Е., Волошин А.И. Подбор ингибиторов с регулируемыми свойствами предотвращения выпадения парафина при транспортировке нефтей различной вязкости // Нефтяная провинция. – 2016. – № 1. – С. 83–97.
30. Изучение влияния ингибиторов коррозии на эффективность реагентов-деэмульгаторов / А.Р. Фархутдинова, Н.И. Мукатдисов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, вып. 18. – С. 85–87.
31. Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Васечкин А.А. Разработка технологии предотвращения образования отложений из обводненных нефтей // Труды Рос. гос. ун-та нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – № 4 (269). – С. 111–118.

## References

1. Gubanov B.F., Zhuiko P.V., Kravchenko G.M. K voprosu transporta neftei permokarbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia [On the issue of transporting crude oil from the Permian deposit of the Usinskoe deposit]. *Geologiya i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii Komi ASSR*, Moscow, VNIIOENG, 1975, pp.112-117.
2. Emkov A.A. et al. Polimernaia depressornaia prisadka i ee deistvie na vysokoparafinistuiu neft' [Polymer depressant additive and its effect on highly paraffinic oil]. *Trudy VNII po sboru, podgotovke i transportu nefiti i nefteproduktov*, Ufa, 1976, iss.14, pp.3-9.
3. Sazonov O.V., Antonova T.V., Skovorodnikov Iu.A., Skripnikov Iu.V. Tekhnologiya vvedeniia depressornykh prisadok v vysokoparafinistye nefiti [The technology of introducing depressant additives into highly paraffinic oils]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1976, no.1, pp.45-46.
4. Sazonov O.V., Antonova T.V., Skovorodnikov Iu.A., Skripnikov Iu.V. Ispytanie depressornoj polimernoj prisadki DN-1 [Testing of depressant polymer additive DN-1]. *Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, VNIIOENG, 1978, no. 3, pp. 3-5.
5. Mastobaev B.N. et al. Khimicheskie sredstva i tekhnologii v truboprovodnom transporte nefiti [Chemicals and technologies in pipeline transportation of oil]. Moscow, Khimiia, 2002, 296 p.
6. Sazonov O.V., Skovorodnikov Iu.A. Primenenie depressornykh prisadok pri puske «goriachego» nefteprovoda [The use of depressant additives when starting a "hot" oil pipeline]. *Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, VNIIOENG, 1977, no. 2, pp. 9-11.
7. Skovorodnikov Iu.A., Sazonov O.V., Skripnikov Iu.V. Novyi sposob primeneniia depressornykh prisadok pri perekachke vysokoparafinistyykh nefitei [A new way of using depressant additives when pumping highly paraffinic oils]. *Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, VNIIOENG, 1977, no.3, pp.9-11.
8. Chelintsev S.N. Rezul'taty opytnoi perekachki vysokoparafinistoi nefiti Komi ASSR, obrabotannoi depressornoj prisadkoj [The results of the experimental pumping of highly paraffinic oil from the Komi ASSR, treated with a depressant additive]. *Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, VNIIOENG, 1982, no.1, pp.10-12.
9. Gubin V.E., Emkov A.A. Transport viazkikh nefitei s pristennym sloem vodnogo rastvora PAV [Transport of viscous oils with a wall layer of aqueous surfactant solution]. *Seriia: Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, VNIIOENG, 1982, 38 p.
10. Frolova L.A. Eksperimental'nye issledovaniia vliianiia depressornykh prisadok na reologicheskie svoystva neftiannykh smesei [Experimental studies of the effect of depressant additives on the rheological properties of petroleum mixtures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1976, no.2, pp.63-65.
11. Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and preparation of oil, gas and water]. Moscow, Nedra, 1977, 192 p.
12. Zhuiko P.V., Chelintsev S.N., Maksutin I.V. Issledovanie reologicheskikh svoystv nefiti [Investigation of rheological properties of oil]. Ukhta, Ukhinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 1999, 54 p.
13. Skripnikov Iu.V., Skovorodnikov Iu.A., Antonova T.V., Frolova L.A. Primenenie prisadok pri perekachke vysokoparafinistyykh nefitei [Application of additives when pumping highly paraffinic oils]. *Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, VNIIOENG, 1973, no.2, pp.3-6.
14. Zhuiko P.V. Razrabotka printsipov upravleniia reologicheskimi svoystvami anomal'nykh nefitei [Development of principles for controlling the rheological properties of anomalous oils]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Ukhta, 2003, 43 p.
15. Poznyshchev G.V. Stabilizatsiia i razrushenie neftiannykh emul'sii [Stabilization and destruction of oil emulsions]. Moscow, Nedra, 1982, 221 p.
16. Tronov V.P. Razrushenie emul'sii pri dobyche nefiti [Destruction of emulsions during oil production]. Moscow, Nedra, 1974, 272 p.
17. Tronov V.P. Promyslovaia podgotovka nefiti [Commercial oil preparation]. Kazan', FEN, 2000, 512 p.
18. Gubaidulin F.R., Sakhabutdinov R.Z., Kosmacheva T.F., Sudykin S.N., Sudykin A.N. Tekhnologii podgotovki sverkhviazkoj nefiti Tatarstana [Technologies of preparation of extra-viscous oil of Tatarstan]. Kazan', Tsentr innovatsionnykh tekhnologii, 2015, 279 p.
19. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverkhov S.V. Neftepromyslovaia khimiia: prakticheskoe rukovodstvo [Oilfield chemistry: a practical guide]. Vladivostok, Dal'nauka, 2011, 288 p.
20. GOST R 51858-2002. Neft'. Obshchie tekhnicheskie usloviia [Oil. General specifications], available at: <http://files.stroyinf.ru/data1/10/10031/> (accessed: 12 January 2017).
21. Mingazov R.R., Sladovskaia O.Iu., Bashkirtseva N.Iu., Nefedov V.P., Kulagin A.V. Ispytaniia kompozitsionnogo deemul'gatora STKh-9 na ob'ektakh NGDU "TatRITEKneft'" [Tests of the composite demulsifier CTX-9 at the facilities of the NGDU "TatRITEKneft'"]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2011, no. 10, pp.181-186.
22. Akhmetshina E.I., Kosmacheva T.F., Gubaidulin F.R., Sudykin S.N. Otsenka vliianiia razlichnykh faktorov na effektivnost' deistviia deemul'gatorov [Evaluation of the influence of various factors on the effectiveness of demulsifiers]. *Neftianaia provintsii*, 2015, no.1, pp.53-67.
23. PND F 14.1:2.5-95 Metodika vypolneniia izmerenii massovoi kontsentratsii nefteproduktov v prirodnykh i stochnykh vodakh metodom IKS [Method for performing measurements of the mass concentration of petroleum products in natural and waste water by the IRS method], available at: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293808/4293808609.htm> (accessed: 12 January 2017).
24. GOST 14870-7. Neft' i nefteprodukty. Metod opredeleniia vody [Oil and petroleum products Method for

determination of water], available at: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4294836/4294836879.pdf> (accessed: 12 January 2017).

25. GOST 21534-76. Neft'. Metody opredeleniia sodержaniia khlорistykh solei [Oil. Methods for determining the content of chloride salts], available at: [http://standart-gost.ru/g/ГОСТ\\_21534-76](http://standart-gost.ru/g/ГОСТ_21534-76) (accessed: 12 January 2017).

26. Sattarova E.D., Fazulzianov R.R., Elpidinskii A.A., Grechukhina A.A. Podbor reagentov-deemul'gatorov dlia glubokogo obessolivaniia nefi [Selection of reagents-demulsifiers for deep desalting of oil]. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2011, no.10, pp.165-168.

27. Semikhina L.P., Moskvina E.N., Kol'chevskaia I.V. Vlianie fiziko-khimicheskikh svoistv reagentov na kinetiku razrusheniia vodoneftianykh emul'sii pri razlichnykh temperaturakh [Influence of physico-chemical properties of reagents on the kinetics of water-oil emulsion fracture at various temperatures]. *Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2012, no.5, pp.72-75.

28. Akhmetshina E.I., Kosmacheva T.F., Sakhabutdinov R.Z., Gubaidulin F.R. Osobennosti deistviia deemul'gatorov pri vysokikh dozirovkakh na vodoneftiane emul'sii [Features of the action of

demulsifiers at high dosages for water-oil emulsions]. Moscow, VNIIOENG, 2012, pp.240-247.

29. Shadrina P.N., Lenchenkova L.E., Voloshin A.I. Podbor ingibitorov s reguliruemymi svoistvami predotvrashcheniia vypadeniia parafina pri transportirovke nefei razlichnoi вязkosti [Selection of inhibitors with adjustable properties to prevent the loss of paraffin during the transportation of oils of different viscosities]. *Neftianaia provintsia*, 2016, no.1, pp.83-97.

30. Farkhutdinova A.R., Mukatdisov N.I., Elpidinskii A.A., Grechukhina A.A. Izuchenie vlianiia ingibitorov korrozii na effektivnost' reagentov-deemul'gatorov [The study of the effect of corrosion inhibitors on the effectiveness of reagents-demulsifiers]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2012, vol.15, iss.18, pp.85-87.

31. Ivanova L.V., Koshelev V.N., Vasechkin A.A. Razrabotka tekhnologii predotvrashcheniia obrazovaniia otlozhenii iz obvodnennykh nefei [Development of technology to prevent the formation of deposits from watered oil]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefi i gaza imeni I.M. Gubkina*. Moscow, 2012, no.4, pp.111-118.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Подбор эффективных реагентов для транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения / Ю.В. Манаква, В.Г. Рябов, Е.В. Ибраева, Л.В. Закшевская, Т.А. Сюр // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С.164–173. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7

Please cite this article in English as:

Manakova I.V., Riabov V.G., Ibraeva E.V., Zakshevskaya L.V., Siur T.A. Screening for efficient agents for transportation and treatment of oil of South-Khylchuiu field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.164-173. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7