

УДК 622.276.5(211.6)

И.С. Слесарев (ПАО «Лукойл», г. Москва, Российская Федерация), А.Р. Садыкова (ООО «Институт проблем транспорта энергоресурсов», г. Уфа, Российская Федерация)

К ВОПРОСУ О ВЫБОРЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

I.S. Slesarev (Lukoil PAO, Moscow, Russian Federation), A.R. Sadykova (Institute of Energy Resources Transportation OOO, Ufa, Russian Federation)

ON THE SELECTION OF DEPRESSANTS FOR PIPELINES LOCATED IN COMPLEX GEOCRYOLOGICAL CONDITIONS

Введение

Статья посвящена важной и актуальной задаче – повышению надежности и безопасности систем сбора продукции скважин на месторождении им. А. Титова, которое расположено в Ненецком автономном округе. Территория месторождения относится к северной климатической области.

Цели и задачи

Разработать обоснованные технологические решения по повышению надежности сбора нефти в сложных геокриологических условиях региона на основе анализа состояния окружающей среды и с учетом наземной прокладки трубопроводов.

Методы

Лабораторные исследования.

Результаты

С учетом влияния низких температур на реологические свойства нефти и для снижения температуры ее застывания предложено использовать депрессорные присадки. Проведен большой объем экспериментальных испытаний ряда присадок на эффективность при дозировках 50, 100 и 500 г/т нефти.

Показано, что реагенты, предварительно подобранные на нефтях-аналогах, на конкретной нефти месторождения не всегда эффективны. Обоснована необходимость подбора депрессорных присадок только по результатам прямого лабораторного тестирования.

Background

The paper is devoted to an important and urgent problem – to improve reliability and safety of the well stream gathering systems in the field named after A. Titov, located in the Nenets autonomous district. The field territory is the northern climatic zone.

Aims and Objectives

To develop substantiated engineering solutions on improving reliability of oil gathering under complex geological and permafrost conditions of the region using analysis of environmental conditions and considering for surface laying of pipeline.

Methods

Laboratory tests.

Results

As low temperatures impact on the rheological properties of oil, it was proposed that depressants should be used to lower the pour point of oil. A large volume of experiments was conducted with a number of additives to test their effectiveness at the doses of 50, 100, and 500 g/t of oil.

It is stated that the reagents pre-chosen for analogous oils may be ineffective when used for a certain oil of the deposit. Reasons are given for depressant selection only by results of direct laboratory testing.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, трубопроводы, коррозия, депрессорная присадка, низкая температура, геокриологические условия

Key words: oil field, pipelines, corrosion, depressant, low temperature, geocryological conditions

Во всех климатических районах конструкции промысловых трубопроводов и способы их прокладки должны обеспечивать:

- безопасную и надежную эксплуатацию в пределах нормативного срока службы;
- сбор и транспорт продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;
- возможность контроля за техническим состоянием трубопроводов;

- возможность организации защиты трубопроводов от коррозии;
- предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых, ледяных, гидратных и других пробок и возможность их удаления;
- возможность воздействия на реологические свойства вязких и парафинистых нефтей, которые осложняют технологические процессы сбора, подготовки и транспорта нефти;
- замер и оперативный учет дебита нефти и газа отдельно по каждой скважине, месторождению (лицензионному участку), предприятию в целом, учет товарной продукции на коммерческих узлах учета;
- надежность эксплуатации нефтегазопроводов и установок, их полную герметизацию;
- использование нефтегазосборных трубопроводов для подготовки продукции скважин к сепарации нефти от газа, путевому сбросу пластовой воды и глубокому обезвоживанию на пунктах подготовки;
- комплексную автоматизацию технологических процессов;
- требования охраны окружающей среды.

При промысловом обустройстве и разработке нефтяных месторождений в сложных геокриологических условиях следует учитывать нормы Федерального закона от 07.05.2001 г. № 49-ФЗ [1] и дополнительные требования по защите многолетнемерзлых грунтов от растепления при эксплуатации трубопроводов системы сбора. В то же время система сбора добываемой продукции должна быть достаточно надежной.

Основное различие между климатическими районами заключается в необходимости дифференцированного учета отрицательной температуры окружающего воздуха при выборе материалов и изделий для трубопроводов, а также влияния низких температур на реологические свойства транспортируемых сред.

Регионы строительства и эксплуатации промысловых трубопроводов существенно различаются по основным климатическим факторам, которые охарактеризованы в ГОСТ 16350-80 [2].

За расчетную температуру внешней среды при эксплуатации трубопроводов, проложенных подземно, принимают температуру грунта вблизи стенки на глубине заложения и на таком расстоянии, чтобы на эту температуру заметно не влияло рассеяние тепла от трубопровода.

За расчетную температуру внешней среды при эксплуатации трубопроводов, прокладываемых надземно, следует принимать абсолютную минимальную температуру данного района по ГОСТ 16350-80 [2].

На месторождении им. А. Титова трубопроводы системы сбора продукции скважин прокладываются надземно, на эстакадах - в едином теплоизолирующем коробе. Такое техническое решение защищает многолетнемерзлые грунты от растепления, но не гарантирует в нештатных ситуациях безопасность длительных остановок системы сбора. Температурный режим рассматриваемой территории характеризуется суровой продолжительной зимой, короткими переходными сезонами (весной и осенью), поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом.

В таблице 1 приведены значения температур поверхности почвы месторождения им. А. Титова [3].

Таблица 1 - Абсолютный максимум и абсолютный минимум температуры поверхности почвы

Температура, °С	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
max	2	1	3	6	26	36	42	41	25	13	2	2
min	минус 45	минус 46	минус 44	минус 36	минус 31	минус 12	минус 2	минус 4	минус 12	минус 32	минус 40	минус 43

Свойства нефти рассматриваемого месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Свойства нефти месторождения им. А. Титова

Параметр	Значение
Плотность, кг/м ³ , при 20 °С	829,8
Массовая доля воды, %	отс.
Температура застывания, °С	14
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	15,3
Содержание, %:	
– парафина	7,51
– асфальтенов	0,93
– смол	5,68

По геологическим представлениям [4], эта нефть является умеренно парафинистой, но при этом она содержит значительное количество смол и с позиций сбора и подготовки нефти [5] относится к смешанному типу:

$$(C+A) / П \approx 1, (0,8...1,2),$$

где П - парафины; С - смолы; А - асфальтены.

Как видно из анализа таблиц 1 и 2, существует опасность «замораживания» трубопроводов при внеплановых длительных остановках системы, так как в зимнее время температура воздуха опускается до минус 46 °С, а нефти месторождения теряют текучесть при положительных температурах.

Таким образом, применение методов снижения температуры застывания нефти в трубопроводных коммуникациях становится неизбежным, в первую очередь, использование депрессорных присадок [6, 7]. В технической литературе депрессорные присадки иногда называют модификаторами парафина, стимуляторами потока, депрессаторами. Механизм действия депрессорных присадок до конца не выяснен, нет математических моделей их подбора и установления величины дозировки, поэтому подбор присадок производится в лабораторных условиях на образцах представительных проб нефти.

В нефти, не обработанной депрессорными присадками, молекулы парафина склонны к кристаллизации с образованием дискретных игольчатых структур, которые ассоциируются в более крупные структуры или гели.

В нефти, обработанной депрессорными присадками, по мере снижения температуры полимерные присадки с парафинообразными компонентами кристаллизуются совместно с парафином и препятствуют объединению парафиновых структур, благодаря чему предотвращают образование гелей.

Эффективность депрессорной присадки проявляется при температурах, близких температуре застывания нефти. Депрессорные присадки не растворяют парафин и не уменьшают его концентрацию, их действие направлено на изменение размеров, формы и строения частиц, находящихся в дисперсной фазе. Под действием присадки происходят модификация кристаллов и предотвращение роста матриц парафинов, которые являются основной причиной застывания нефти. При этом отложения получаются более рыхлыми и их легче удалять при помощи очистных устройств [8].

Эффективность присадок зависит не только от концентрации парафинов, но и от концентрации в нефти естественных поверхностно-активных веществ (ПАВ) (смола, асфальтенов), что обусловлено физико-химическими свойствами парафинистых нефтей.

Для защиты трубопроводов от осложнений при внеплановых длительных останках системы сбора и учитывая географическое положение месторождения в Арктической зоне [9] в лаборатории ООО «ИПТЭР» были проведены сравнительные испытания присадок на эффективность при дозировках 50, 100 и 500 г/т нефти.

Проба нефти нагревалась в закрытом сосуде до температуры 60 °С и термостатировалась 30 мин. Депрессорная присадка вводилась в нагретую пробу нефти с помощью микропипетки «КОЛОП» и перемешивалась на устройстве ЛАБ-ПУ-02 в течение 5 мин. Определялась температура застывания по ГОСТ 20287-91.

Проведено тестирование одиннадцати присадок, которые по предыдущему опыту показывали хорошую эффективность на нефтях-аналогах других месторождений.

В таблице 3 показана эффективность депрессорных присадок по снижению температуры застывания.

Таблица 3 - Эффективность депрессорных присадок по снижению температуры застывания

Реагент	Температура застывания, °С, при дозировке, г/т нефти				Депрессорный эффект, °С, при дозировке, г/т нефти			
	50	100	300	500	50	100	300	500
ДП-5	13	13	минус 16	минус 25	1	1	30	39
ДП-8	14	11	-	5	0	3	-	9
ДП-31	минус 16	минус 24	-	минус 27	30	38	-	41
ДП-34	14	12	-	11	0	2	-	3
ДП-35	10	3	минус 12	минус 18	4	11	26	32
ДП-36	14	14	-	11	0	0	-	3
ДП-38	14	10	-	8	0	4	-	6
ДП-39	12	9	-	3	2	5	-	11
ДП-41	13	10	минус 15	минус 22	1	4	29	36
ДП-42	14	10	минус 6	минус 15	0	4	20	29
ДП-43	14	13	минус 8	минус 17	0	1	22	31

На рисунке 1 показана зависимость температуры застывания исследуемой нефти от дозировок лучшей (ДП-31) и худшей (ДП-34) присадок.

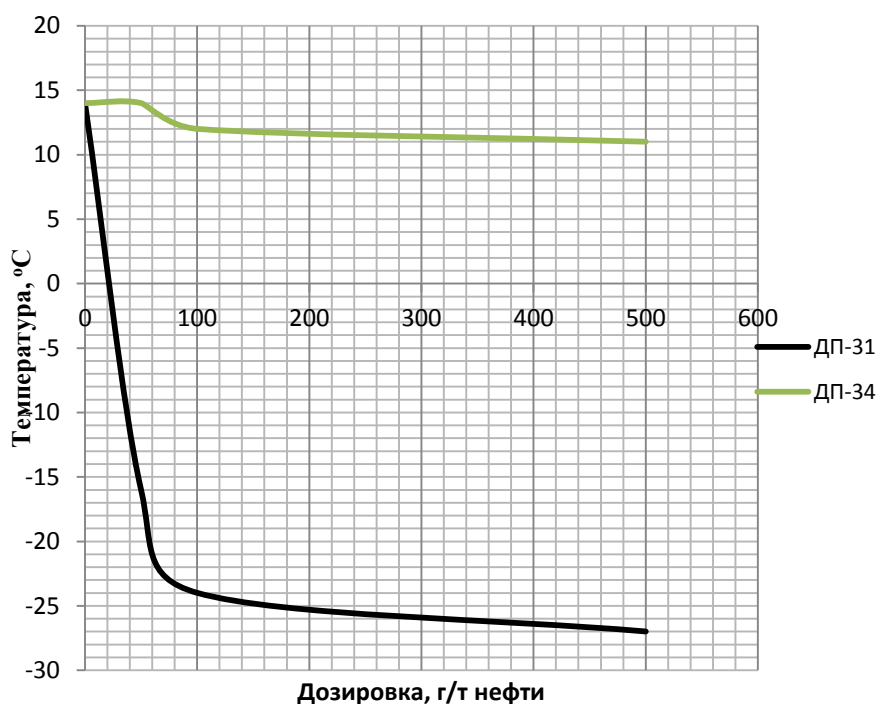


Рисунок 1 - Зависимость температуры застывания от дозировки реагентов

Видно, что во всем диапазоне дозировок (50, 100, 300, 500 г/т нефти) реагенты, предварительно подобранные на нефтях-аналогах, на конкретной нефти месторождения показывают большой разброс по снижению температуры застывания, что свидетельствует о необходимости подбора депрессорных присадок только по результатам прямого лабораторного тестирования.

Таким образом, подобрана самая эффективная из тестируемых депрессорных присадок для нефти месторождения им. А. Титова, это ДП-31, снижающая температуру застывания нефти до минус 16 °C при дозировке 50 г/т нефти и до минус 27 °C при дозировке 500 г/т нефти.

Как правило, хорошая депрессорная присадка снижает не только температуру застывания парафинистой нефти, но и улучшает ее вязкостные свойства. Определение эффективной вязкости нефти до и после обработки реагентом проводилось по ГОСТ 1929-87 на ротационном вискозиметре Rheotest[®] RN4.1.

Измерения проведены в диапазоне температур от 50 °C до минус 10 °C.

В таблице 4 приведены значения эффективной вязкости нефти месторождения им. А. Титова, обработанной депрессорными присадками при 50 г/т нефти в интервале температур от 50 °C до минус 10 °C.

На рисунке 2 показана зависимость эффективной вязкости исследуемой нефти от дозировок лучшей (ДП-31) и худшей (ДП-34) присадок в сравнении с вязкостью нефти. Видно, что присадка ДП-34 повышает вязкость нефти в диапазоне температур (0... 20) °C.

Таблица 4 - Эффективная вязкость нефти месторождения им. А. Титова, обработанной депрессорными присадками при дозировке 50 г/т

№	Название	Эффективная вязкость, мПа·с						
		Температура, °С						
		50 °С	40 °С	30 °С	20 °С	10 °С	0 °С	минус 10 °С
1	ДП-5	4,6	5,8	7,3	27,0	84,3	161,9	408,0
2	ДП-8	4,2	5,4	6,8	30,5	112,0	236,0	602,0
3	ДП-31	4,6	6,0	7,2	22,3	45,2	97,8	255,8
4	ДП-34	5,0	6,0	7,2	36,0	110,0	225,0	590,0
5	ДП-35	3,8	5,6	7,3	24,7	78,1	160,0	369,3
6	ДП-36	4,8	6,1	7,7	32,1	94,6	192,2	449,1
7	ДП-38	5,2	6,3	7,6	29,4	89,7	185,7	403,0
8	ДП-39	4,8	5,8	7,3	26,6	89,0	182,5	605,0
9	ДП-41	4,6	6,0	7,5	26,3	83,9	177,1	524,1
10	ДП-42	4,1	5,7	7,1	31,0	101,0	219,0	615,0
11	ДП-43	4,9	6,2	8,7	33,9	107,1	179,2	604,3
12	Без ДП	4,6	6,0	7,7	30,4	97,3	191,8	581,1

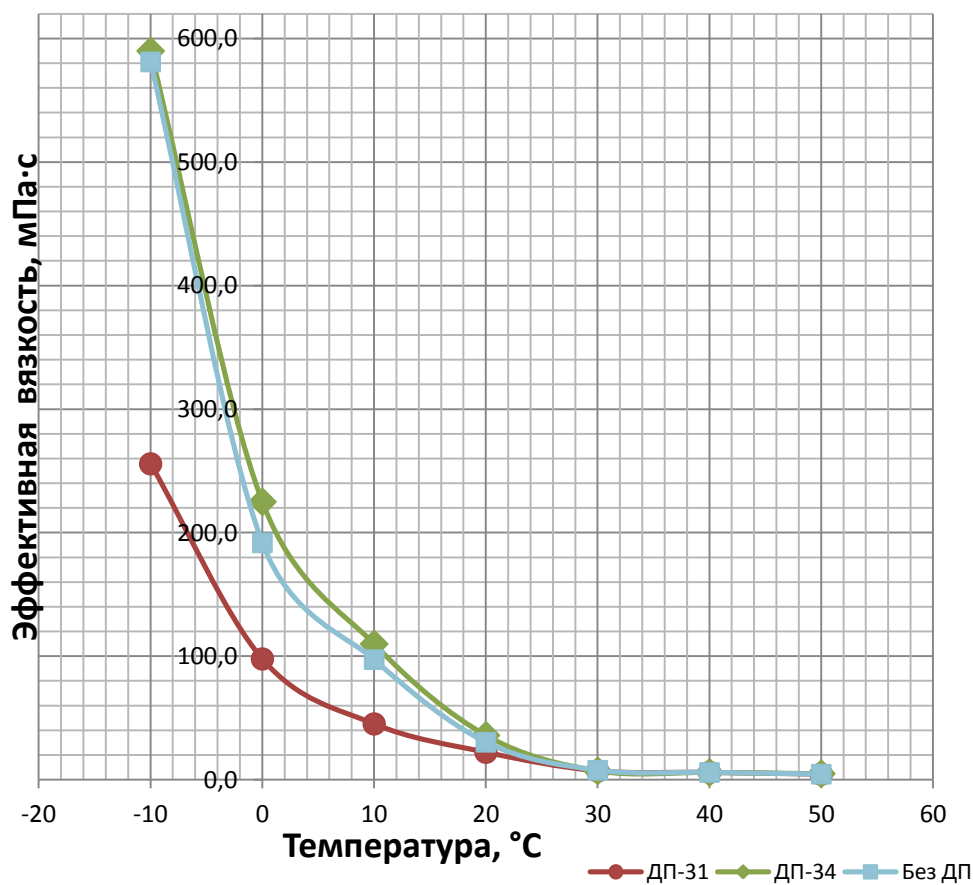


Рисунок 2 - Эффективная вязкость нефти месторождения им. А. Титова, обработанной депрессорными присадками при концентрации 50 г/т нефти в интервале температур от 50 °С до минус 10 °С

Кроме того, исследовалась эффективная вязкость нефти, обработанной депрессорными присадками, при дозировках 100 и 500 г/т нефти в интервале температур от минус 10 °С до 50 °С. Результаты показали, что наилучшее воздействие на снижение динамической вязкости при каждой из трех исследуемых дозировок (50, 100 и 500 г/т нефти) также показал реагент ДП-31.

Из анализа проведенных экспериментов следует, что некоторые депрессорные присадки, в частности ДП-8, ДП-34, ДП-42 при дозировке 50 г/т нефти и температурах 10 °С, 0 °С, отрицательно воздействуют на нефть, т.е. повышают ее эффективную вязкость. Кроме того, следует отметить, что в нефтяных компаниях нет нормативных документов по технологическому проектированию объектов сбора и транспорта с использованием депрессорных присадок, разработанных по типу ВНТП 3-85 [12].

Выводы

1. В системе сбора месторождения им. А. Титова существует опасность застывания нефти в трубопроводах при внеплановых длительных остановках. Снижение температуры застывания нефти в трубопроводных коммуникациях рекомендуется вводом депрессорных присадок.

2. Испытан ряд депрессорных присадок. Выявлено, что реагенты, предварительно подобранные для снижения температуры застывания на нефтях-аналогах, на конкретной нефти месторождения не всегда эффективны. Обоснована необходимость подбора депрессорных присадок только по результатам прямого лабораторного тестирования.

3. Подобрана самая эффективная депрессорная присадка для нефти месторождения им. А. Титова.

4. Некоторые депрессорные присадки отрицательно воздействуют на нефть (повышают ее эффективную вязкость). Этот феномен еще раз подтверждает обязательность подбора депрессорных присадок только лабораторными исследованиями.

Литература

1. Федеральный закон от 07.05.2001 г. № 49-ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» / Принят Государственной Думой 4 апреля 2001 года.
2. ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. М., 1981. 114 с.
3. Предварительные материалы оценки воздействия на окружающую среду к материалам обоснования инвестиций в обустройство месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова ОАО АНК «Башнефть» / Центр экологического проектирования, инжиниринга и инноваций. СПб, 2011. 305 с.
4. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. 2007. URL: http://ogbus.ru/authors/Iliin/Iliin_1.pdf.
5. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. 221 с.
6. Топтыгин С.П., Юсупов О.М. К вопросу сбора и транспорта аномальных нефтей // XXVIII школа-семинар по проблемам механики сплошных сред в системах добычи, сбора, подготовки, транспорта и

References

1. *Federal'nyi zakon ot 07.05.2001 g. No. 49-FZ «O territoriyakh traditsionnogo prirodopol'zovaniya korennykh malochislennykh narodov Severa, Sibiri i Dal'nego Vostoka Rossiiskoi Federatsii». Prinyat Gosudarstvennoy Dumoi 4 aprelya 2001 goda* [Federal Law dd. 07.05.2001 No. 49-FZ «About Territories of Traditional Use of Natural Resources by Not Numerous Indigenous Peoples of the North, Siberia and the Russian Far East». Adopted by the State Duma 04.04.2001]. (in Russ.).
2. *GOST 16350-80. Klimat SSSR. Raionirovanie i statisticheskie parametry klimaticheskikh faktorov dlya tekhnicheskikh tselei* [GOST 16350-80. Climate of the USSR. Regionalism and Statistical Parameters of Climatic Factors for Technical Purposes]. Moscow, 1981. 114 p. (in Russ.).
3. *Predvaritel'nye materialy otsenki vozdeistviya na okruzhayushchuyu sredu k materialam obosnovaniya investitsii v obustroistvo mestorozhdenii im. R. Trebsa i im. A. Titova OAO ANK «Bashneft'» (Tsentr ekologicheskogo proektirovaniya, inzhiniringa i innovatsii)* [Preliminary Materials of Estimating the Environmental Impact, to be Used in the Materials Substantiating Investments in the Development of ANK «Bashneft» Fields Named after R. Trebs and A. Titov (Centre for Environmental Design, Engineering and Innovations)]. Saint-Petersburg, 2011. 305 p. (in Russ.).
4. Il'in A.N., Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. *Vysokoparafinistye nefi: zakonomernosti prostranstvennykh i vremennykh izmenenii ikh svoistv* [High-Paraffin Crudes: Patterns of Spatial and Temporal Variations of Their Properties].

переработки нефти и газа: тез. докл. Уфа, 2004. С. 79-83.

7. Нгуен Тхук Кханг, Тонг Кань Шон, Ахмадеев А.Г., Ле Динь Хое, Доан Тьен Лы. Проблемы пуска и эксплуатации трубопроводов, перекачивающих высокопарафинистые нефти при низкой производительности // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XI Всеросс. научн.-практ. конф. 19 октября 2011 г. Уфа, 2011. С. 219-220.

8. Коерн Р.А., Гулина Н.Н. Транспортировка высокопарафинистых нефтей по морскому трубопроводу // Oil & Gas Journal. 2012. № 5 (60). С. 58-62.

9. ГОСТ Р 12.4.236-2011. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. Приложение А «Климатические пояса Российской Федерации». М., 2012. 32 с.

10. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. М., 1992.

11. ГОСТ 1929-87. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре. М., 1988. 18 с.

12. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. М.: Миннефтепром, 1986. 93 с.

Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business, 2007, URL: http://ogbus.ru/authors/ilin/ilin_1.pdf. (in Russ.).

5. Pozdnyshv G.N. *Stabilizatsiya i razrushenie neftyanykh emul'sii appendix* [Stabilization and Breaking of Oil Emulsions]. Moscow, Nedra, 1982. 221 p. (in Russ.).

6. Toptygin S.P., Yusupov O.M. K voprosu sbora i transporta anomal'nykh neftei [To the Issue of Gathering and Transport of Abnormal Crudes]. *Tezisy dokladov XXVIII shkoly-seminara po problemam mekhaniki sploshnykh sred v sistemakh dobychi, sbora, podgotovki, transporta i pererabotki nefti i gaza* [Abstracts of Papers for the XXVIII School-Seminar on the Problems of Continuum Mechanics in the Systems of Oil and Gas Production, Collection, Treatment, Transportation and Refining and Processing]. Ufa, 2004. S. 79-83. (in Russ.).

7. Nguyen Thuk Khang, Tong Kan Shon, Akhmadeev A.G., Le Din Khoe, Doan Tien Ly. Problemy puska i ekspluatatsii truboprovodov, perekachivayushchikh vysokoparafinstyie nefti pri nizkoi proizvoditel'nosti [Problems of Start and Operation of Pipelines Pumping High-Paraffin Crudes at Low Capacity]. *Materialy XI Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya» 19 oktyabrya 2011 g.* [Proceedings of XI All-Russian Scientific and Practical Conference «Power Efficiency. Problems and Solutions» October, 19, 2011]. Ufa, 2011, pp. 219-220. (in Russ.).

8. Koern R.A., Gulina N.N. Transportirovka vysokoparafinstykh neftei po morskomu truboprovodu [Off-shore Pipeline Transportation of High-Paraffin Crudes]. *Oil & Gas Journal*, 2012, No. 5 (60), pp. 58-62. (in Russ.).

9. *GOST R 12.4.236-2011. Sistema standartov bezopasnosti truda. Odezhda spetsial'naya dlya zashchity ot ponizhenykh temperatur. Tekhnicheskie trebovaniya. Prilozhenie A «Klimaticheskie poyasa Rossiiskoi Federatsii»* [GOST R 12.4.236-2011. Occupational Safety Standards System. Protective Clothing for Low Temperatures. Technical Requirements. Appendix A «Climate Zones of the Russian Federation»]. Moscow, 2012. 32 p. (in Russ.).

10. *GOST 20287-91. Nefteprodukty. Metody opredeleniya temperatur tekuchesti i zastyvaniya* [GOST 20287-91. Petroleum Products. Methods of Test for Flow Point and Pour Point]. Moscow, 1992. (in Russ.).

11. *GOST 1929-87. Nefteprodukty. Metody opredeleniya dinamicheskoi vyazkosti na rotatsionnom viskozimetre* [GOST 1929-87. Petroleum Products. Methods of Test for Determination of Dynamic Viscosity by Rotary Viscosimeter]. Moscow, 1988. 18 p. (in Russ.).

12. *VNTP 3-85. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya ob'ektov sbora, transporta, podgotovki nefti, gaza i vody neftyanykh mestorozhdenii* [Norms of Technological Design of Facilities for Collection, Transport and Treatment of Oil, Gas and Water of Oil Fields]. Moscow, Minnefteprom, 1986. 93 p. (in Russ.).

Авторы

• Слесарев Иван Сергеевич
ПАО «ЛУКОЙЛ»
Главный специалист Отдела
научно-технического обеспечения Управления
научно-технических работ Департамента
промышленной безопасности, экологии
и научно-технических работ
Российская Федерация, 101000, г. Москва,
Сретенский бульвар, 11
e-mail: slesarev_ivan@mail.ru

• Садыкова Айгуль Рафитовна
ООО «Институт проблем транспорта
энергоресурсов»
Младший научный сотрудник Сектора
гидродинамики, реологии и сокращения потерь
нефти и нефтепродуктов
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
тел. (347) 241-85-81
e-mail: Aigul-cad@mail.ru

The Authors

• Slesarev Ivan S.
Lukoil PAO
Chief Specialist of Scientific and Technical Support
Division of the Office of Scientific and Technical
Work, the Department for Industrial Safety, Ecology
and Scientific and Technical Activities
11, Sretenskii blvd., Moscow, 101000, Russian
Federation
e-mail: slesarev_ivan@mail.ru

• Sadykova Aygul R.
Institute of Energy Resources Transportation OOO
Junior Researcher of the Sector of Hydrodynamics,
Rheology and Reduced Losses of Oil and Products
144/3, October ave., Ufa, 450055, Russian
Federation
tel: (347) 241-85-81
e-mail: Aigul-cad@mail.ru