

Согласно общей последовательности шагов СИ был проанализирован круг лиц, чьи интересы затрагивает куст скважин, определены возможные риски, которые могут возникнуть при размещении куста и изменении профилей скважин. Выявлено, что при недостаточной оценке особенностей поверхности могут возникнуть дополнительные капитальные вложения. В рассмотренном кейсе перенос куста скважин в сторону с болота позволил снизить капитальные затраты на ИГ, несмотря на увеличение общей длины бурения.

Статья показала возможности метода СИ в снижении стоимости капитального строительства на месторождениях нефти и газа.

Сфера применения СИ может не касаться строительства, а быть направленной на смежные дисциплины. Выявление, оценка рисков и переменных позволяет принимать оптимальное решение. Комплексный взгляд помогает найти ресурсы для сокращения капитальных затрат. Нефтегазовые компании заинтересованы в сохранении и увеличении своей доходности, а также в максимально эффективной разработке активов. Инструментом для достижения этих целей может являться системная инженерия.

#### Список литературы

1. Кибирев Е.А., Кузьмин М.И., Зацепин А.Ю., Клинов Е.В. Безлюдные месторождения: настоящее и будущее // PRONEFT. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1 (15). – С. 64–68. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2020-1-64-68>
2. Грецкий Р. Третья пятилетка / Грецкий Р. // Сибирская нефть. – 2014. – № 108 – С. 34–38. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2014-january-february/1104523/>
3. Glukhikh I.N., Mozhchil A.F., Pisarev M.O., Arzykulov O.A.u., Nonieva K.Z. Evaluating the Cost Efficiency of Systems Engineering in Oil and Gas Projects // Appl. Syst. Innov. – 2020. – № 3 (3). – С. 39–50. <https://doi.org/10.3390/asi3030039>
4. Максимов Ю.В., Созоненко Г.В., Карачев А.А., Хомицкий А.Н., Березовский А.К., Третьяков С.В. Подходы системной инженерии для создания ИТ-продукта интегрированной оценки стоимости скважин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №12 – С. 33–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-33-37>
5. Kossiakoff A., Sweet W.N., Seymour S.J., Biemer S.M. Systems Engineering Principles and Practice, 2nd ed. – Hoboken, NJ, USA: John Wiley and Sons, 2011.
6. Кокришко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. – 2015. – Т. 38. – № 4 (38). – С. 76–78.

#### References

1. Kibirev E.A., Kuz'min M.I., Zatsepin A.Yu., Klinkov E.V. Unmanned oil field: present and the future. *PRONEFT. Professional'no o nefi = PRONEFT. Professionally about oil*. 2020, no. 1 (15), pp. 64–68. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2020-1-64-68>
2. Greckij R. The third five-year plan. *Siberian oil J*. 2014, no. 108, pp. 39–50. (In Russ.)
3. Glukhikh I.N., Mozhchil A.F., Pisarev M.O., Arzykulov O.A.u., Nonieva K.Z. Evaluating the Cost Efficiency of Systems Engineering in Oil and Gas Projects. *Appl. Syst. Innov.* 2020, no. 3 (3), pp. 34–38. <https://doi.org/10.3390/asi3030039>
4. Maksimov Yu.V., Sozonenko G.V., Karachev A.A., Homickij A.N., Berезovskij A.K., Tret'yakov S.V. System engineering approaches to develop software for integrating well cost estimation. *Neftyanoye khozyaystvo = Oil industry. J*. 2019, no. 12, pp. 33–37. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-33-37>
5. Kossiakoff A., Sweet W.N., Seymour S.J., Biemer S.M. *Systems Engineering Principles and Practice*. 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley and Sons, 2011.
6. Korkishko A.N. Features of the development and expert appraisal of design and estimate documentation for dry sand quarries in permafrost regions for the oil and gas fields development. *Inzhenerny' j vestnik Dona = Don's Engineering Gazette*. 2015, vol. 38, no. 4 (38), pp. 76–84. (In Russ.)

## О ПРОВЕДЕНИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**С.С. Иванов, к.т.н., М.Ю. Тарасов, к.т.н.**

ПАО «Гипротюменнефтегаз»

**Электронный адрес:** [Ivanov@gtnng.ru](mailto:Ivanov@gtnng.ru)

В статье обоснована необходимость выполнения дополнительных экспериментальных исследований пластовых флюидов, результаты которых используются в качестве исходных данных при выполнении проектов обустройства нефтяных месторождений. Кратко охарактеризованы методики проведения экспериментальных исследований, используемые в ПАО «Гипротюменнефтегаз», и описаны их основные особенности.

**Ключевые слова:** проектирование и разработка нефтяных месторождений, проектирование обустройства месторождений, пластовый флюид, исследования свойств нефти, коррозия, ингибиторы, солеотложение, реологические свойства нефти

ON CONDUCTING ADDITIONAL EXPERIMENTAL STUDIES OF THE PROPERTIES OF RESERVOIR FLUIDS IN THE DESIGN OF OIL FIELD DEVELOPMENT

**S.S. Ivanov, M.Y. Tarasov**

Giprotyumenneftegaz P JSC, RF, Tyumen

The article substantiates the need to perform additional experimental studies of reservoir fluids, the results of which are used as input data for the implementation of oil field development projects. The methods of experimental research used in «Giprotyumenneftegaz» are briefly described and their main features are described.

**Keywords:** field design and development, field development planning, reservoir fluid, studies of the properties of oil, corrosion, inhibitor, salt deposition, oil rheological properties

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-83-87>

При проектировании обустройства нефтяных месторождений в качестве исходных данных для проведения технологических расчетов, как правило, рекомендуется использовать данные по составу и свойствам пластовых флюидов (нефть, газ, водонефтяная эмульсия), полученные на этапах разведки, подсчета запасов и приведенные в соответствующих технологических документах. Однако для принятия обоснованных технико-технологических решений при проектировании объектов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды необходимо проведение дополнительных экспериментальных исследований, не являющихся обязательными. К таким исследованиям можно отнести:

- реологические исследования нефти и водонефтяных эмульсий в широком диапазоне температур и обводненности;
- исследование процессов образования асфальто-смоло-парафиновых отложений

(АСПО) в нефтегазовом оборудовании и трубопроводах, выбор ингибиторов АСПО и депрессорных присадок, исследование эффективности ингибирования и депрессорного эффекта;

- исследование процессов образования отложений солей в нефтегазовом оборудовании и трубопроводах, выбор ингибиторов солеотложения и исследование эффективности ингибирования;
- исследования по обезвоживанию нефти для определения основных технологических параметров подготовки нефти;
- исследования по очистке подтоварной воды от нефтепродуктов и механических примесей для определения основных технологических параметров подготовки воды;
- исследования коррозионной активности вод для выбора сталей и определения противокоррозионных мероприятий.

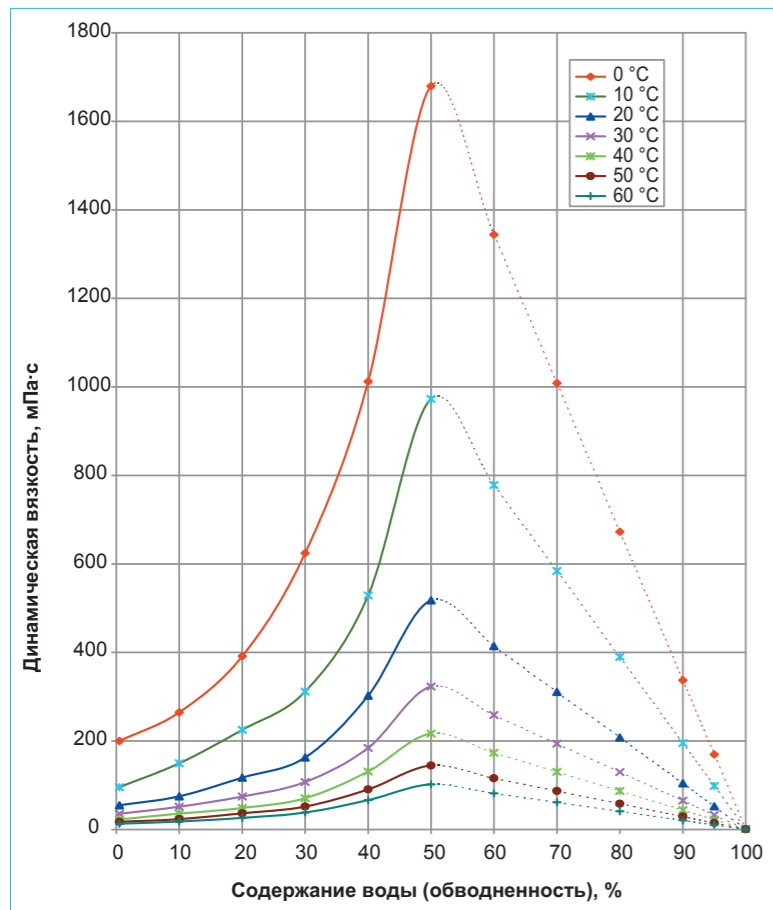


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефтяных эмульсий месторождения «Ч» от обводненности при разных температурах

При проектировании технологических объектов обустройства, общих для нескольких месторождений, продукция скважин которых может быть смешана при подготовке и транспортировке, к дополнительным исследованиям могут быть отнесены и исследования физико-химических свойств смесей нефтей этих месторождений. Аналогичные исследования должны быть проведены и в случае смешения на одном месторождении нефтей с резко различающимися физико-химическими свойствами по пластам. В настоящее время ряд недропользователей, планирующих обустройство новых объектов, поручают проведение вышеперечисленных исследований специализированным научно-исследовательским организациям и результаты этих исследований прикладывают в качестве исходных данных к заданиям на проектирование объектов обустройства. Если же такие исследования не проведены своевременно, то у проектной организации есть следующие варианты решения проблемы:

- согласовать с недропользователем объекты-аналоги, результаты исследований для которых могут быть использованы при проектировании;
- провести дополнительные исследования. Сложность постановки дополнительных исследований заключается в том, что, во-первых, время для их проведения ограничено и, во-вторых

(и это более критично), не всегда есть возможность отбора представительных проб для исследований.

Ниже приведены краткие описания методик, по которым проводятся дополнительные исследования в ПАО «Гипротюменнефтегаз», и охарактеризованы их основные особенности.

### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Реологические свойства проб нефти и водонефтяных эмульсий определяют на ротационном вискозиметре «Реотест 2.1» по аттестованной методике, изложенной в стандарте нашей организации СТО 00147329–002–2012 [1]. Исходная проба нефти должна быть условно безводной, при наличии в пробе некоторого количества воды допускается осушка пробы хлористым кальцием. Искусственные водонефтяные эмульсии для измерений вязкости готовят в пропеллерной мешалке, скорость перемешивания 2500–3500 об./мин, время перемешивания 15–30 мин, температура приготовления эмульсий  $20 \pm 2$  °C. В качестве водной фазы используют либо пластовую воду, либо имитат – искусственно минерализованную воду, аналог пластовой воды.

На рис. 1 в качестве примера представлена зависимость вязкости нефти и водонефтяных эмульсий от обводненности при различных температурах. В данном примере при обводненности исследуемой нефти более 50 % эмульсия не образуется, а формируется расслоенная водонефтяная смесь, содержащая эмульсию типа «вода в нефти» с обводненностью менее 50 %, и свободную воду. Область расслоения обозначена пунктирными линиями (рис. 1). Вязкость такой смеси можно назвать «канущейся» или «эффективной», и для ее определения предлагается использовать следующую зависимость:

$$\eta_{смз} = \eta_i \frac{(1 - W_o)}{(1 - W_i)} + \eta_o \frac{(W_o - W_i)}{(1 - W_i)},$$

где  $\eta_{смз}$  – вязкость расслоенной водонефтяной смеси, мПа·с;  $\eta_i$  – вязкость водонефтяной эмульсии в точке расслоения, мПа·с;  $\eta_o$  – вязкость водной фазы, мПа·с;  $W_o$  – общая обводненность смеси, доли объема;  $W_i$  – обводненность эмульсии в точке расслоения, доли объема.

Реологические исследования товарной (обезвоженной) нефти для проектирования систем транспорта производятся по вышеуказанной методике в диапазоне температур, определенных режимами транспорта.

### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Образование АСПО на поверхности оборудования и трубопроводов происходит в результате выпадения из нефти твердообразных асфальто-смолистых соединений и парафинов при понижении температуры. Эти вещества начинают образовывать структуры, которые способствуют изменению реологического поведения нефти. Параметрами, характеризующими процесс образования АСПО, являются:

- температура начала структурообразования, которая характеризует начало появления в нефти веществ, способных образовывать АСПО;
- температура начала образования АСПО, которая определяет начало появления отложений на поверхности труб и аппаратов;
- температура застывания нефти, которая характеризует переход нефти в твердообразное состояние.

Температура начала структурообразования может быть определена по результатам графического анализа реологических кривых (т.е. кривых зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига) или по результатам графического анализа зависимости двойного логарифма вязкости нефти от температуры [2]. Температура начала образования АСПО определяется с помощью специальной лабораторной установки методом «cold finger» («холодный стержень»), т.е. путем прямого измерения количества АСПО, выпавших на поверхности охлажденной до определенной температуры стержней, после их выдержки в специальных ячейках, заполненных исследуемыми образцами нефти. Температура застывания нефти и водонефтяных эмульсий определяется методом определения потери подвижности образца жидкости при охлаждении его с заданной скоростью в лабораторном аппарате для определения температур текучести и застывания ЛАЗ–М. В процессе охлаждения жидкости в этом аппарате на поверхности исследуемой жидкости, помещенной в ювету, создают контролируемый пневмоимпульс и фиксируют перемещение поверхности; при этом отсутствие перемещения означает потерю подвижности [3].

### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ОБОРУДОВАНИИ И ТРУБОПРОВОДАХ

Для прогнозирования вероятности образования солевых отложений проводится оценка стабильности попутно добываемой (пластовой)

воды, а также смеси пластовых вод с водой, зачисляемой в пласт, по отношению к выпадению солей – карбонатов кальция и магния, а также сульфата кальция.

Оценка стабильности пластовой воды проводится по методике [4] путем определения индекса насыщения, при положительном значении которого предполагается выпадение солей, а при отрицательном значении – отсутствие осадка. Для предотвращения выпадения солей рекомендуется использовать ингибиторы солеотложения с защитным эффектом не менее 90 %. Методика подбора и определения защитного эффекта описана в [5].

### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

Существующая в ПАО «Гипротюменнефтегаз» методика определения технологических параметров подготовки нефти позволяет в лабораторных условиях моделировать процесс обезвоживания водонефтяных эмульсий и определять основные технологические параметры: температуру деэмульсации, расход реагента-деэмульгатора, время пребывания нефти (эмульсии) в зоне отстаивания аппарата [6, 7]. Последовательность действий согласно методике заключается в следующем. В лабораторию доставляется необработанная химическими реагентами представительная проба нефти, отобранная на скважине, кусте скважин или в сборном трубопроводе. Содержание воды в пробе должно быть минимальным. Первым этапом работ является приготовление водонефтяных эмульсий с заданным значением обводненности на специальной лабораторной установке (аналогично приготовлению эмульсий для реологических исследований). Оптимальные параметры приготовления: скорость перемешивания – 3000 об./мин, время перемешивания – 10 мин. Этот режим позволяет приготовить эмульсию, средний диаметр капель воды в которой составляет 3–10 мкм, что соответствует дисперсности промышленных эмульсий. После выдержки приготовленной эмульсии в течение 30 мин (для укрепления «бронирующих» оболочек на каплях воды и обеспечения агрегативной устойчивости эмульсии) в нее дозируют реагент-деэмульгатор и обрабатывают деэмульгатором при ин-

**В СОСТАВ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕОБХОДИМО ВКЛЮЧАТЬ РАСШИРЕННЫЙ КОМПЛЕКС РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ С РАЗЛИЧНЫМИ СВОЙСТВАМИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ, ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ АСПО И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ.**

Таблица 1. Рекомендуемые основные технологические параметры «горячего» предварительного сброса воды и глубокого обезвоживания нефти месторождения «Н»

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значение
<b>1. Предварительный сброс воды</b>			
<b>Температура 40 °С</b>			
1.1	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 10
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 10
	Расход деэмульгатора	г/т нефти	не менее 20
<b>Температура 45 °С</b>			
1.2	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 10
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 10
	Расход деэмульгатора	г/т нефти	не менее 15
<b>2. Глубокое обезвоживание нефти</b>			
<b>Температура 40 °С</b>			
2.1	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 0,5
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 40
	Расход деэмульгатора*	г/т нефти	не менее 20
<b>Температура 45 °С</b>			
2.2	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 0,5
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 25–30
	Расход деэмульгатора*	г/т нефти	не менее 10

Примечание: \* – с учетом введенного перед ступенью предварительного сброса.

тенсивности перемешивания, моделирующей режим движения эмульсии в трубопроводе (300–500 об/мин). Затем обработанную эмульсию отстаивают при заданной температуре, определяют количество выпавшей воды за определенные промежутки времени и остаточное содержание воды в нефти после отстаивания. На основании результатов экспериментальных исследований определяются основные проектные технологические параметры обезвоживания нефти (табл. 1).

### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ОТ НЕФТЕПРОДУКТОВ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

В лабораторных условиях возможна лишь предварительная оценка качества воды, отделяющейся от нефти в процессе обезвоживания. В исследованиях «горячего» предварительного сброса воды из нефти и глубокого обезвоживания нефти определяется также содержание нефтепродуктов в выделяющейся при разрушении эмульсий воде. Содержание нефтепродуктов в воде определяется колориметрическим методом. В качестве экстрагента нефтепродуктов из воды применяется хлороформ.

### ОЦЕНКА КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Коррозионную агрессивность попутно добываемой (пластовой) воды оценивают по методике [8]. Среди факторов, оказывающих максимальное влияние на механизм и интенсивность коррозии

промысловых трубопроводов и оборудования, следует выделить минерализованный состав пластовых вод, наличие агрессивных газов (углекислого газа, сероводорода, кислорода), коррозионно-опасных микроорганизмов, механических примесей, фазовый состав и режим течения транспортируемых сред и т.п. Агрессивность воды оценивается по шести эмпирическим коэффициентам, величины которых зависят от водородного показателя воды pH, количества растворенных агрессивных газов и содержания компонентов, в основном определяющих коррозионное воздействие воды на металл: хлоридов, гидрокарбонатов, кальция и магния. На основании полученного расчета определяется марка стали трубопроводов и оборудования, рекомендуются меры и средства по защите от коррозии скважин и нефтепромысловых трубопроводов. В качестве основного решения защиты от внутренней коррозии, вызываемой пластовой водой, предусматривается ингибиторная защита с подбором ингибиторов коррозии. Эффективная дозировка ингибитора коррозии должна обеспечивать скорость коррозии защищаемой среды не более 0,10 мм/год и отсутствие очагов локальной коррозии. Для контроля коррозионной агрессивности сред и эффективности ингибиторной защиты в обязательном порядке проектируется система мониторинга:

- определение скоростей коррозии с помощью различных зондирующих устройств с датчиками поляризационного или гравиметрического типа;
- установление количества клеток сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ);

- определение остаточного содержания ингибитора коррозии (бактерицида) в транспортируемой среде;
- измерение толщин стенок неразрушающими методами контроля: ультразвуковыми приборами, отслеживанием количества ионов железа в пластовой воде.

тие обоснованных технико-технологических решений при проектировании объектов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды. Наличие результатов этих исследований в составе исходных данных для проектирования либо требование их выполнения в большинстве случаев является необходимым условием для качественного выполнения проектных работ.

### ВЫВОДЫ

Проведение дополнительных экспериментальных исследований обеспечивает приня-

### Список литературы

1. СТО 00147329-002-2012. Нефть и нефтяные эмульсии. Методика измерений динамической вязкости нефти товарной, нефти сырой, нефтяных эмульсий с применением ротационного вискозиметра. Тюмень: ОАО «Гипротюменьнефтегаз», 2012.
2. Галикеев Р.М., Леонтьев С.А., Тарасов М.Ю., Портнягина Е.В. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8 – С. 74-77.
3. Тарасов М.Ю., Портнягина Е.В. Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2 – С. 33-35.
4. РД 39-0147103-302-88. Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод отстаиванием с использованием химреагентов.
5. РД 39-1-641-81. Методика подбора ингибиторов отложения солей для технологических процессов подготовки нефти.
6. Тарасов М.Ю., Зенцов А.Е., Зырянов А.Б., Мьякишев Е.А. Лабораторное моделирование процессов обезвоживания нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 102–104.
7. Мьякишев Е.А., Тарасов М.Ю. Подготовка нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами, промышленные и лабораторные исследования // Инженерная практика. – 2013. – № 11. – С. 46–54.
8. РД 39-0147323-335-89-Р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири.

### References

1. OS 00147329-002-2012 Oil and oil emulsion. Method of measuring the dynamic viscosity of commercial oil, crude oil, and oil emulsions using a rotary viscometer. Tyumen, JSC "Giprotyumenneftegaz", 2012.
2. Galikeev R.M., Leontiev S.A., Tarasov M.Yu., Portnyagina E.V. Laboratory study of the rheological properties of oil and graphical determination of the transition point temperature. Territory of Neftegaz. 2010. No. 8. Pp. 74–77.
3. Tarasov M. Yu., Portnyagina E. V. Investigation of the pour point of water-oil emulsions. Oil Industry-2014. No. 2. Pp. 33–35.
4. RD 39-0147103-302-88 Guide to the technology of oilfield wastewater treatment by sedimentation using chemicals.
5. RD 39-1-641-81 Method of selection of salt deposition inhibitors for technological processes of oil preparation.
6. Tarasov M.Yu., Zentsov A.E., Zyryanov A.B., Myakishhev E.A. Laboratory modeling of oil dewatering processes in apparatuses with coalescing elements. Oil Industry-2013. No. 2. Pp. 102–104.
7. Myakishhev E.A., Tarasov M.Yu. Oil preparation in apparatuses with coalescing elements, field and laboratory studies. Engineering practice-2013. No. 11. Pp. 46–54.
8. RD 39-0147323-335-89-R "Instructions for the design and operation of anti-corrosion protection of pipelines of oil and gas collection systems in the fields of Western Siberia".