

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«Ухтинский государственный технический университет»**  
**(УГТУ)**



*Памяти профессора,  
доктора технических наук*

*Геннадия Васильевича Рассохина*

*посвящается*

**Рассохинские чтения**

Материалы международной конференции

(7–8 февраля 2019 года)

ЧАСТЬ 2

Ухта  
УГТУ  
2019

**НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ**  
**РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ**

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ  
(7–8 февраля 2019 года)  
Часть 2

УДК 622.32 (061.3)  
ББК 33.36 я5  
К 65

**Рассохинские чтения** [Текст] : материалы международной конференции (7–8 февраля 2019 года). В 2 ч. Ч. 2 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2019. – 303 с. : ил.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

«Организаторы чтений будут всячески стремиться не только к тому, чтобы повысить интенсивность и качество научного общения среди специалистов нефтегазового дела, не только к тому, чтобы труды и само имя Геннадия Васильевича были активно востребованы в образовательном пространстве. Мы будем содействовать укреплению партнёрских связей в нашей отрасли. А на примере жизни и творчества Рассохина будем пропагандировать вечные ценности науки, образования, высокого профессионализма и патриотизма. Это необходимо всем поколениям живущих, но особенно молодёжи» (Из материалов семинара «Рассохинские чтения», 4–5 февраля 2009 г.).

**УДК 622.32 (061.3)**  
**ББК 33.36 я5**

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Н. Д. Цхадая (гл. редактор); д-р техн. наук И. А. Шаммазов (зам. гл. редактора); д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи; канд. техн. наук Д. А. Борейко; канд. техн. наук, доцент Г. В. Буслаев; д-р техн. наук, профессор И. Ю. Быков; канд. техн. наук В. В. Васильев; д-р физ.-мат. наук, профессор А. И. Кобрунов; канд. техн. наук Т. Г. Ксёنز; д-р техн. наук А. С. Кузьбожев; канд. техн. наук И. А. Меркурьева; канд. техн. наук, доцент Е. Н. Мотрюк; канд. техн. наук С. В. Петров; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; д-р техн. наук, профессор Л. М. Рузин; канд. техн. наук, доцент С. М. Дуркин (научный секретарь); М. Н. Пикова (секретарь).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка М. Н. Пикова.

© Ухтинский государственный технический университет, 2019

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

План 2019 г., позиция 001.2(н). Подписано в печать 30.05.2019.  
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.  
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 17,61. Уч.-изд. л. 15,95. Тираж 85 экз. Заказ № 337.

Ухтинский государственный технический университет.  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.  
Типография УГТУ.  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

## СОДЕРЖАНИЕ

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.....	7
Влияние закачки «сухого» газа на изменение толщины газоотдающих интервалов и продуктивности добывающей скв. 151 Вуктыльского НГКМ Жданов К. Ю., Гирушев А. В., Тяжких С. В.....	7
Решение задачи разделения смесей конденсатов с помощью многомерных градуировок Некучаев В. О., Логинов В. Г., Латышев А. А.....	10
Анализ эффективности ГРП по технологии NIWAY в скважине с зарезкой бокового ствола на НГК месторождении Ксёэнз Т. Г., Московец В. С., Миклина О. А.....	14
Разработка гидровакуумной желонки новой конструкции Апасов Т. К., Рябцев К. Ю., Магадеев Р. А., Иванов К. В.....	20
Оптимизация технологии получения пара из пластовой воды ППСН «Ярега» с целью повышения нефтеотдачи пластов (на примере ВПУ-700) Ланина Т. Д., Андреев К. В., Селиванова Е. С. ....	24
Техническое решение для площадки кустов скважин в условиях крайнего севера Окороков Н. С., Коркишко А. Н.....	27
Повышение эффективности разработки высоковязких нефтей Усинского месторождения Пастухов И. А. ....	31
Анализ применения тепловых методов на месторождении высоковязкой нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Цыкунов О. И., Шагиахметов А. М. ....	34
Способ разработки залежи с высоковязкой нефтью Леонтьев Д. С., Голозубенко Е. С., Мансурова М. М. ....	41
Комплексный подход к разработке Ярегской площади Ярегского месторождения на основе 3D геологического моделирования Ямскова И. А. ....	45
Совершенствование информационного обеспечения для создания численной модели фильтрации высоковязкой нефти в неоднородных коллекторах Дуркин С. М., Трухонин К. А.....	52
Диагностика эффективности буровых работ в России Павловская А. В. ....	58
Исследование температурной зависимости вязкости буровых растворов с добавкой наночастиц оксида кремния Михиенкова Е. И., Минаков А. В., Пряжников М. И., Неверов А. Л., Жигарев В. А. ....	63
Влияние депрессорной присадки ДПН-1 на процесс образования АСПО из парафинистой Усинской нефти Яшин Л. В., Некучаев В. О., Михеев М. М. ....	66
Обоснование оптимальных параметров теплоносителя для добычи высоковязкой нефти для условий месторождения Самарской области Штробель Н. В., Шарифов А. Р., Шагиахметов А. М. ....	70
К вопросу оценки влияния ингибитора солейотложений марки «СНПХ-5313-Н» и «СНПХ-5314» на физико-химические свойства эмульсий Закиров Р. Р., Шайдуллин Л. К. ....	76
Перспективные технологии для разработки месторождений с вязкой нефтью Кодалаев Т. В., Нафиков И. М.....	79
Усовершенствованная технология ремонта добывающего фонда скважин газонефтяного месторождения Дыш Пахляян И. А. ....	83

Исследования изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта при заканчивании скважин с открытым забоем Сулейменов Н. С., Абильдаев Н. А., Махатова Н. Ш. ....	86
Горизонтальные скважины и гидроразрыв пласта Яраханова Д. Г. ....	91
Новый образовательный стандарт направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело и профессиональные стандарты: взаимосвязь и проблемы в их интерпретации Миклина О. А., Корохонько О. М. ....	93
Опыт применения горизонтальных скважин на зарубежных месторождениях Яраханова Д. Г. ....	99
Состав газа – диагностирующий признак для структурных изменений в газовых потоках Мираламов Г. Ф., Исмайылов Г. Г., Искендеров Э. Х., Избасаров Е. И. ....	101
<b>НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ</b> .....	<b>105</b>
Разработка и тестирование методики сопряженного теплообмена скважины с учетом фазовых переходов и циркуляции бурового раствора в процессе бурения ММП Жигарев В. А., Минаков А. В., Михиенкова Е. И. ....	105
Энергоэффективность применения ветрогенератора для вагон-городка в процессе обустройства кустов скважин Ишмухаметов Э. М., Набиуллин Н. Ф. ....	110
Особенности учета основных факторов экономической эффективности инновационной продукции для объектов Крайнего Севера Козлов Д. И., Кузьбожев А. С. ....	114
Проблема брызгового обледенения объектов морского нефтегазового промысла Мишин В. А. ....	117
Анализ конструкций резервуаров СПГ для условий Крайнего Севера и Арктики Новинский В. С., Сальников А. В. ....	122
Сланцевая нефть и газ или морские ресурсы Арктической зоны Российской Федерации Петухов А. В. ....	127
Применение вентилируемых свай на площадках с насыпью в условиях вечной мерзлоты Окороков Н. С., Коркишко А. Н. ....	131
Термоэрозия и термоденудация грунта обратной засыпки магистральных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов Работинская Т. И., Бирилло И. Н. ....	134
Приоритеты стратегии развития отечественного нефтесервисного сектора: импортозамещение и локализация технологий Разманова С. В., Андрухова О. В. ....	138
Анализ эффективности химических методов ликвидации аварийных разливов нефти применительно к условиям Арктического шельфа Сальников А. В. ....	142
Применение беспилотных летательных аппаратов для мониторинга трасс магистральных трубопроводов, проходящих в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов Филиппов П. В., Шишкин И. В. ....	147
Оценка эффективности применения в качестве разбавителя газового конденсата при транспорте вязкой нефти месторождений арктического шельфа Сальников А. В., Шатланкин А. А. ....	155
Моделирование теплового взаимодействия магистрального газопровода с мерзлыми и тальными грунтами на переходах через водные преграды Шишкин И. В., Шкулов С. А., Работинская Т. И., Тильков А. Н. ....	160

Использование сорбентов для ликвидации нефтяных разливов в ледовых морях Шульгин М. А., Сальников А. В. ....	166
Система мониторинга опасных аномалий (дефектов) Хуснутдинов Л. А., Юсипов Р. Х. ....	171
Преимущества применения ВМ технологий на всех этапах жизненного цикла объектов нефтегазового объекта Шулепов П. В., Коркишко А. Н. ....	175
<b>СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ</b> .....	178
Исследование напряженно-деформированного состояния стальных образцов марок 09г2с и 16гс с искусственными дефектами Борейко Д. А. ....	178
Программа экспериментальных исследований проточного струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти на УПН Западная Курна-2 Быков И. Ю., Казарцев Е. В. ....	187
Оптимизация продолжительности контакта водонефтяной эмульсии с магнетитом в системе очистки воды от нефти Ивенина И. В., Смирнов Ю. Г., Лютоев А. А. ....	194
Методы повышения качества крепления скважин Вороник А. М., Каменских С. В., Уляшева Н. М. ....	197
Проблемы триботехники и методы снижения трения в тяжело нагруженных парах Кирдяйкин И. Д., Быков И. Ю., Бобылева Т. В. ....	200
Применение нетепловых пассивных методов диагностики для выявления зон концентрации напряжений в сосудах работающих под давлением Коновалов В. И., Борейко Д. А., Москалева Е. М. ....	203
Использование материалов с эффектом памяти формы в силовом оборудовании для машиностроительной области Коновалов М. Н., Власов В. П., Кучерявый В. И., Савич В. Л., Крючков С. В. ....	208
Моделирование динамических процессов при цементировании обсадных колонн Логачев Ю. Л., Логачев А. Ю., Ширяев А. Б. ....	212
Анализ состояния крепи паронагнетательных скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения Логачев Ю. Л., Лопарев Д. С., Мельков А. В., Краснов С. А. ....	218
Использование метода магнитной томографии для выявления дефектов в труднодоступном трубном технологическом оборудовании Насоновский А. С., Борейко Д. А. ....	226
Моделирование ресурса элементов механических систем, применяемых в нефтяной промышленности по критерию трещиностойкости Кучерявый В. И., Савич В. Л., Мильков С. Н., Коновалов М. Н. ....	232
Анализ износа и разрушения опор вооружения шарошечных долот Быков И. Ю., Борейко Д. А., Ризаханов Ф. А. ....	235
Обзор способов и оборудования для нанесения покрытий на поверхности деталей Соловьёв В. В., Борейко В. В. ....	244
Анализ неисправностей и дефектов нефтепромыслового оборудования на основе данных экспертизы промышленной безопасности на примере ООО «Ростехнопрогресс» Соснин Р. Я., Шаяхметов А. З., Борейко Д. А. ....	250
Создание и исследование нового бесштангового насосного оборудования Тимошенко В. Г., Никитин М. Н. ....	258
Хладостойкость и надёжность магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера Топоров П. А., Батманова О. А., Быков И. Ю. ....	264

Резонансные колебания бурильной колонны в зоне неравномерного вращения Хегай В. К., Хегай К. В. ....	267
О влиянии элементов стеклопластиковых муфт на надежность при эксплуатации газопроводных труб Шарыгин А. М., Савич В. Л. ....	272
О результатах разработки обеспечения электропараметрического метода технической диагностики механических дефектов в центробежных насосных агрегатах Шичёв П. С., Ягубов З. Х., Быков И. Ю. ....	276
Анализ нормативной базы, определяющей требования к эксплуатационной надежности резьбовых соединений НКТ Юшин Е. С. ....	279
Газомоторное топливо – экономический и экологический эффект Безбородов Ю. Н. ....	282
Пути увеличения ресурса валов УЭЦН Пилякин З. А., Латыпов Б. М., Никольский В. Э. ....	287
Обзор теоретических и экспериментальных исследований работоспособности резьбовых соединений НКТ Юшин Е. С. ....	291
Разработка технологии и модернизация оборудования для приготовления тампонажных растворов, с целью повышения их качества Пахлян И. А. ....	298
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ.....	302

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.279(470.13)

### **Влияние закачки «сухого» газа на изменение толщины газоотдающих интервалов и продуктивности добывающей скв. 151 Вуктыльского НГКМ**

Жданов К. Ю.<sup>1</sup>, Гирушев А. В.<sup>1</sup>, Тяжких С. В.<sup>2</sup>

*1 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ*

*2 – филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – Вуктыльское ГПУ, РК, РФ*

Цель работы: обоснование возможности получения оперативной информации о продуктивности скважин на основании анализа зависимости изменения эффективных толщин газоотдающих интервалов под влиянием нагнетания «сухого» газа посредством проведения термобарометрии в составе комплекса гидродинамических исследований (ГДИ).

В рамках поставленной цели решаются следующие задачи:

- анализ эффективности оценки уровней жидкости в скважинах и толщин газоотдающих интервалов по результатам термобарометрии и динамики их изменения от объемов закачиваемого газа;

- оценка изменения продуктивности и пластового давления под влиянием закачки.

Полигон УКПГ-8 располагается в южной части Северного купола Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. Основным объектом разработки являются отложения московского яруса среднего карбона. На полигоне, начиная с 1993 года, реализуется технология доизвлечения выпавшего в пласте ретроградного конденсата путем закачки неравновесного «сухого» газа в пласт. При разработке месторождения с реализацией системы поддержания пластового давления (ППД) важнейшей задачей является контроль над фронтом продвижения закачиваемого газа, который осуществляется, в том числе, оценкой изменения продуктивных интервалов добывающих скважин.

Традиционно анализ изменения эффективных толщин производится в составе комплекса геофизических исследований скважин (ГИС): термобарометрия, термоанемометрия, расходометрия и др. В общем случае, задача оценки мощностей газоотдающих интервалов связана с нахождением ряда других, заранее неизвестных, параметров, а именно: плотности, скорости потока, а также учёта теплопроводных потерь через стенки ствола скважины, учёта изменений начальной температуры потока в зависимости от дроссельного эффекта в пласте и т. д. [1]. Термометрия в составе комплекса геофизических методов контроля также применяется для определения динамического уровня жидкости и границ раздела фаз в межтрубном пространстве, оценки расхода жидкости в скважине, контроля над фактом и качеством перфорации колонны и др. [2].

Наличие нескольких взаимодополняющих видов исследований при проведении ГИС и высокая частота дискретизации данных позволяет произвести качественную обработку полученной информации. Однако значительная стоимость геофизических исследований является негативным фактором для частоты проведения работ.

В данном случае альтернативным методом геофизическим исследованиям в плане определения уровней жидкости в стволе скважины и оценки эффективных мощностей газоотдающих интервалов является комплекс ГДИ, который помимо замеров забойных и пластовых давлений, определения фильтрационно-емкостных свойств пласта, включает в себя регистрацию термобарометрии, при выполнении которой (для точного отслеживания прибора при проведении спуско-подъемных операций (СПО) и привязке измеряемых величин к глубине) замеры осуществляются с помощью манометров-термометров в комплексе с электронным счетчиком положения и скорости. В представленной работе обработка термограмм производилась по уравнениям дросселирования и калориметрического смешивания.

Результаты анализа динамики изменения эффективной толщины газоотдающих интервалов от объемов нагнетания по результатам ГИС и ГДИ рассмотрены на примере скв. 151, поступление сухого газа в которую установлено от нагнетательной скв. 273 по

отложениям московского яруса среднего карбона (рисунок 1). До обнаружения прорыва (по результатам ГИС) отмечается уменьшение толщины работающих интервалов, с обнаружением поступления наблюдается их существенное увеличение, продолжающееся на фоне роста объемов нагнетания до 1998 г. Для периода с 2001-го по 2009 год, вследствие отсутствия результатов ГИС и технической возможности регистрации термометрии (в комплексе с ГДИ), динамика изменения работающих интервалов показана прогнозно.

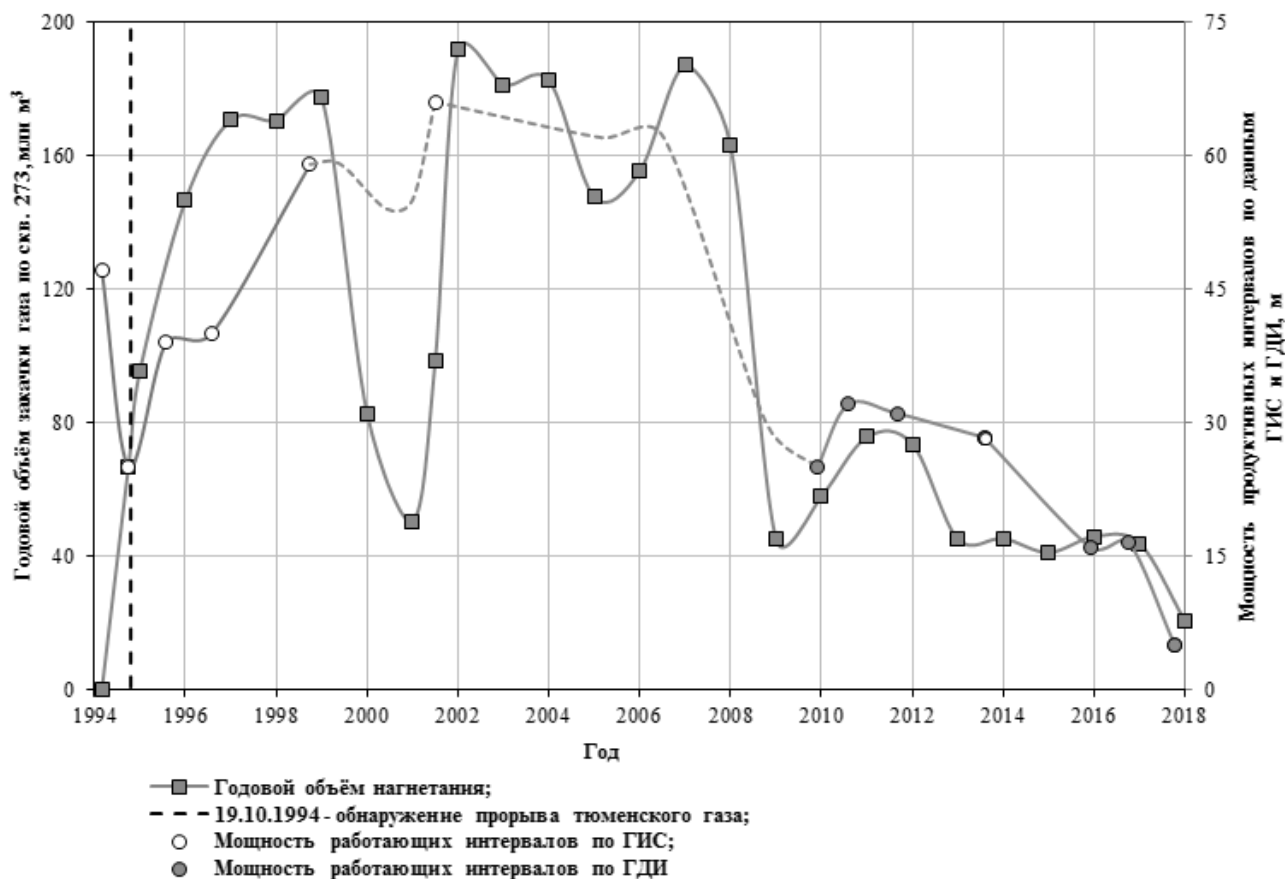


Рисунок 1. Динамика изменения мощностей работающих интервалов по скв. 151 в зависимости от объемов закачки газа в скв. 273

В целом, совмещение полученных данных по изменению работающих интервалов на основании результатов термобарометрии при ГДИ с информацией, полученной при проведении ГИС, позволяет получить полную картину динамики изменения работающих интервалов.

По результатам термометрии выполненной с 2009 по 2017 г., с сокращением объемов нагнетания в скв. 273, отмечается тенденция к уменьшению мощности газоотдающих интервалов (рисунок 2). По данным плотнометрии работающие интервалы находятся в зоне барботируемой жидкости. Уровень воды перекрывает два интервала перфорации и имеет тенденцию к увеличению.

В свою очередь, с уменьшением эффективной толщины газоотдающих интервалов, наблюдается снижение значений пластового давления и продуктивности (рисунок 3). Вследствие этого пластовое давление приближается к давлению забрасывания. Однако на основании прогнозной зависимости без реализации закачки газа в пласт, пластовое давление достигло бы этого значения ещё в 2006 году.

Ограничение объемов закачиваемого газа привело к увеличению коэффициентов фильтрационных сопротивлений и снижению гидропроводности. Перекрывание работающего интервала столбом барботируемой жидкости влечет за собой создание дополнительного противодействия на забой и, как следствие, снижение депрессии на пласт. В целом перечисленные факторы привели к снижению добывных возможностей скважины



(уменьшение дебита газа сепарации, отсутствие выноса конденсата и, как следствие, перевод на режим газлифтной эксплуатации).

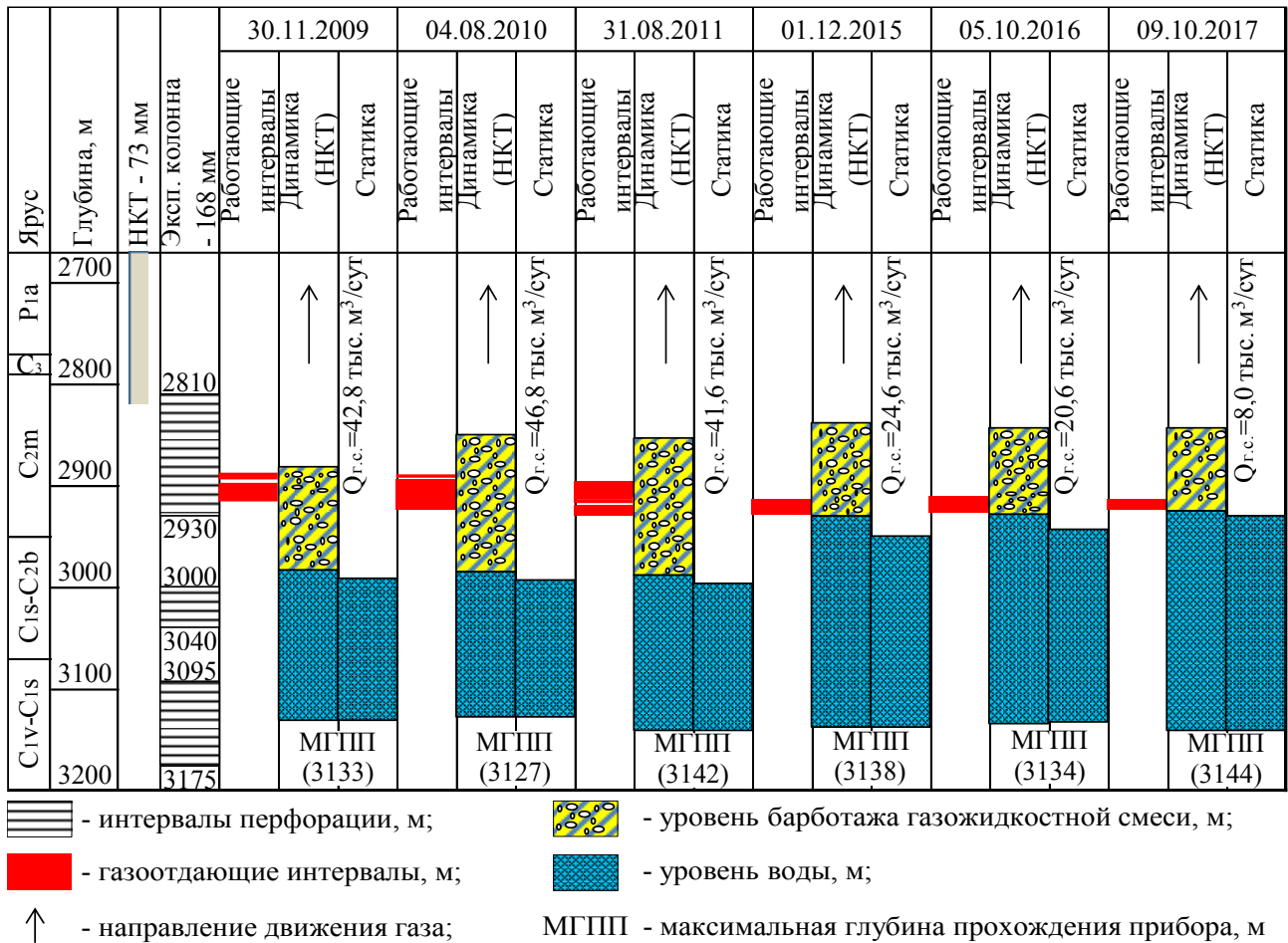


Рисунок 2. Результаты обработки термобарометрии по скв. 151

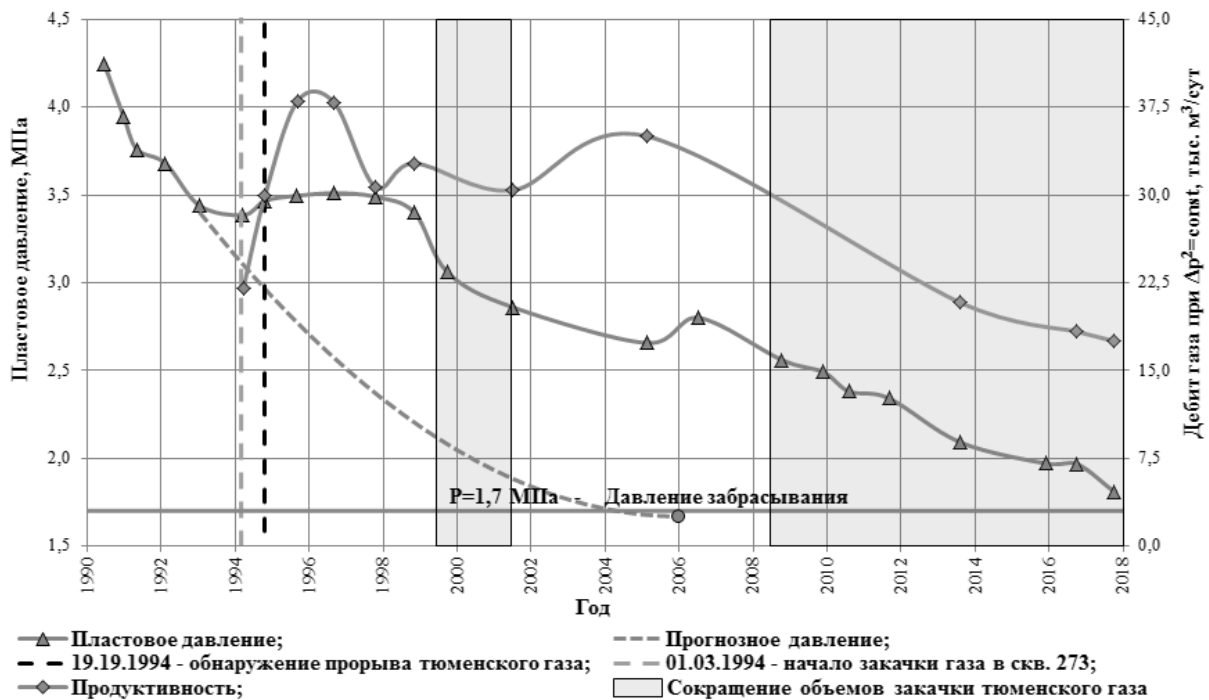


Рисунок 3. Динамика изменения пластового давления и продуктивности по скв. 151

Результаты выполненной работы позволяют сделать следующие выводы:

- регистрация термобарометрии в комплексе ГДИ является простым и эффективным методом выделения работающих интервалов и уровней жидкости в стволе скважины;
- при сравнении эффективных толщин по результатам ГДИ и ГИС отмечается отсутствие значимых расхождений полученных результатов;
- установлено влияние объемов нагнетаемого газа на пластовое давление, продуктивность и мощность газоотдающих интервалов.

В качестве рекомендаций предлагается:

- в рамках рассмотренного полигона рекомендуется увеличить объемы нагнетаемого газа;
- подобрать оптимальный режим газлифтной эксплуатации скв. 151, обеспечивающий вынос жидкости с забоя;
- включить результаты анализа термобарометрии в составе комплекса ГДИ в общую динамику изменения газоотдающих интервалов.

Библиографический список

1. Ипатов А. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.
2. Валиуллин Р. А. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т., Т. 1. Промысловая геофизика / Р. А. Валиуллин, Л. Е. Кнеллер. – Уфа: Информреклама, 2010. – 172 с.

УДК 535.343:6657.033.22

#### **Решение задачи разделения смесей конденсатов с помощью многомерных градуировок**

Некучаев В. О.<sup>1</sup> (ninanek@yandex.ru), Логинов В. Г.<sup>1</sup> (loginov.valentin2016@yandex.ru),  
Латышев А. А.<sup>2</sup> (a.latyshov@sng.vniigaz.gazprom.ru)

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ  
2 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ в г. Ухта», РК, РФ

При разработке газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой и нефтяных с газоконденсатной шапкой на устье добывающих скважин со временем появляется смесь нефти и конденсата. Учет их добычи для мониторинга текущих запасов и планирования геолого-технических мероприятий необходимо вести раздельно [3].

В этом плане одним из перспективных решений данной задачи является метод ИК-спектрометрии, который позволяет определить по информативным характеристическим полосам как суммарное содержание УВ нефтеконденсатной смеси, так и поделить их на составляющие.

Широкому применению спектроскопических методов для изучения природных УВ систем способствуют такие важные преимущества, как экспрессность, высокая чувствительность, неразрушающий вид анализа, возможность использования небольших количеств анализируемой пробы, а также многократный повтор анализа [2].

Целью данной работы является создание методики построения градуировочной прямой или калибровочной модели на основе приготовленных смесей двух различных по физико-химическим свойствам конденсатов.

Для достижения поставленной цели предлагаются следующие задачи.

- Приготовить смеси двух конденсатов Вуктыльского НКМ в различных концентрациях, записать и проанализировать ИК-спектры поглощения. С помощью многомерного анализа построить градуировочные прямые по выбранным наиболее информативным ИК-областям спектра.
- Спустя некоторое время приготовить остальные тестовые смеси этих же конденсатов, также проанализировать ИК-спектры и нанести значения величин поглощения этих смесей исследуемых конденсатов по тем же выбранным рабочим ИК-областям спектра.

• Выбрать оптимальную калибровочную модель, по которой при наименьшей погрешности можно проводить отдельный учёт продукции остальных тестовых смесей двух конденсатов.

Исследование проводилось на инфракрасном Фурье-спектрометре ФСМ 1202 (рисунок 1).



Рисунок 1. Инфракрасный Фурье-спектрометр ФСМ 1202

На весах были взвешены смеси конденсатов. Для более точного результата было проведено 5 опытов при вычислении массы чистых конденсатов, после чего были подсчитаны средние значения массовых и объёмных долей двух компонентов (таблица 1). В таблице 2 представлены физико-химические свойства конденсатов.

Была проведена запись ИК спектра чистой и пустой кюветы в диапазоне  $370-7800\text{ cm}^{-1}$  с разрешением  $1\text{ cm}^{-1}$  при 16 сканах, (рисунок 2).

Таблица 1

Результаты расчётов двух разных конденсатов

Исслед. образец	Смесь тёмного (1)/ светлого (2) конденсатов, %	Объёмные доли конденсатов, мл		Массовые доли конденсатов, % (средние значения из 5 опытов)		Объёмные доли конденсатов, % (средние значения из 5 опытов)	
		тёмного	светлого	тёмного	светлого	тёмного	светлого
Тёмный/ светлый	20 / 80	2	8	22,46	77,54	21,08	78,92
	40 / 60	4	6	44,97	55,03	42,97	57,03
	60 / 40	6	4	63,67	36,33	61,77	38,23
	80 / 20	8	2	85,37	14,62	84,33	15,67

Таблица 2

Физико-химические свойства конденсатов

Место-рождение	Светлый конденсат				Тёмный конденсат			
	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль	Давление сепарации, МПа	Температура сепарации, С	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль	Давление сепарации, МПа	Температура сепарации, °С
Вук-тыльское НГКМ	0,7246	103,1	0,63	10	0,7859	131,9	0,74	12

При записи ИК-спектров использовались KRS-окна. В качестве прокладки использовалась фольга. Расчёт точной толщины проводился по пикам интерференционных полос по формуле 1:

$$d = \frac{n}{2(V_{20} - V_0)} = \frac{20}{2 \cdot (4438,90 - 857,79)} = 0,002792\text{ cm}^{-1} \quad (1)$$

Была осуществлена проверка кюветы на герметичность. Для этого были записаны 3 спектра пропускания светлого конденсата через 5 и 10 мин. По результатам установлено, что кювета не пропускает конденсат.

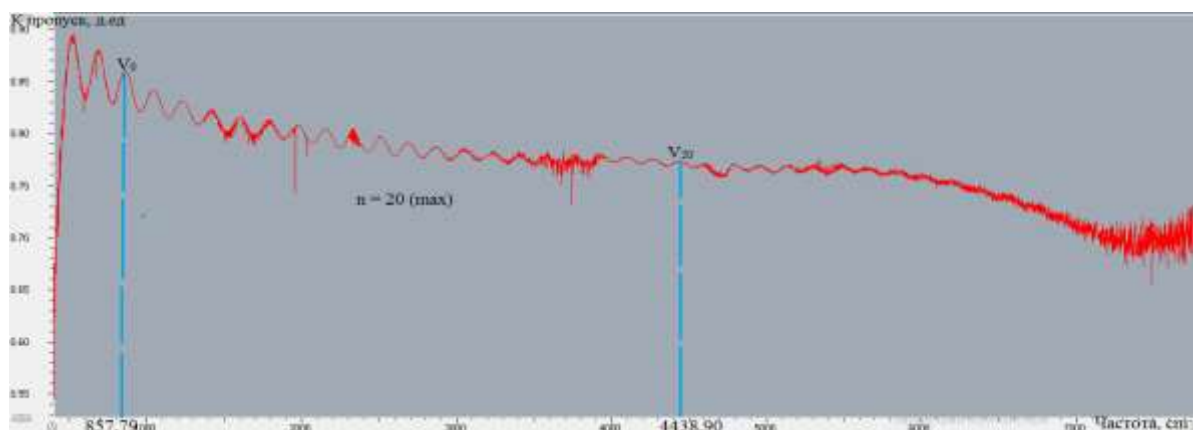


Рисунок 2. ИК спектр пустой кюветы

Способ отдельного измерения массовых долей конденсатов в продукции газоконденсатных скважин включает в себя следующее. Отбор пробы и измерение её коэффициента поглощения отличается тем, что определение массовых долей газовых конденсатов в газоконденсатных смесях осуществляется автоматически по измеренному на ИК Фурье-спектрометре спектру интегральной оптической плотности исследуемой пробы в соответствии с предварительно созданной калибровочной моделью по образцам смесей конденсатов с известной концентрацией измеряемых компонентов. На рисунке 3 представлен спектр поглощения смеси светлого и тёмного конденсатов Вуктыльского НГКМ в области частот 450-1900  $\text{см}^{-1}$ . Видно, что наиболее интенсивно проявляют себя пики на двух участках в области волновых чисел: 600-830 и 1200-1600  $\text{см}^{-1}$ . На первом участке информативной области активно проявляются такие УВ, как бензол, толуол, метановые парафины, орто-, пара-, метаксиллол. Область 800-830  $\text{см}^{-1}$  принадлежит УВ бициклической ароматике. На втором участке более тяжёлые УВ, такие как циклопентаны, циклогексаны.

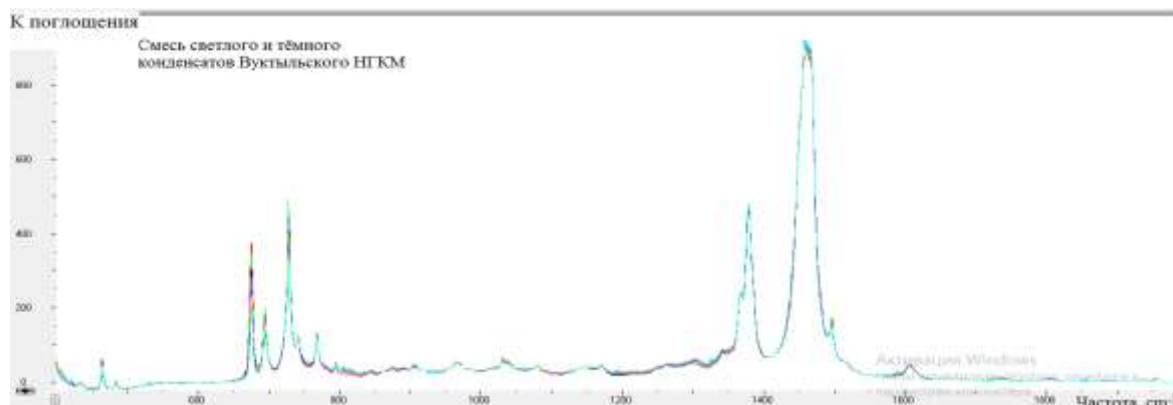


Рисунок 3. Спектр поглощения смеси конденсатов

По приготовленным смесям была построена калибровочная модель методом наименьших квадратов по следующим информативным областям: 670-830 и 1220-1320  $\text{см}^{-1}$  (рисунок 4).

На графике по ОХ приведена площадь под характеристическими кривыми различных концентраций смесей конденсатов коэффициентов поглощения; по ОУ – массовая доля этих концентраций тёмного конденсата.

Из графика видно, что только одна точка новой приготовленной смеси, 69 % тёмного конденсата, легла на калибровочную прямую. Это означает, что в рассматриваемых областях пики характеристических полос светлого конденсата резко возрастают и перекрывают полосы тёмного конденсата, вследствие чего наблюдаем разброс экспериментальных точек в данных областях.

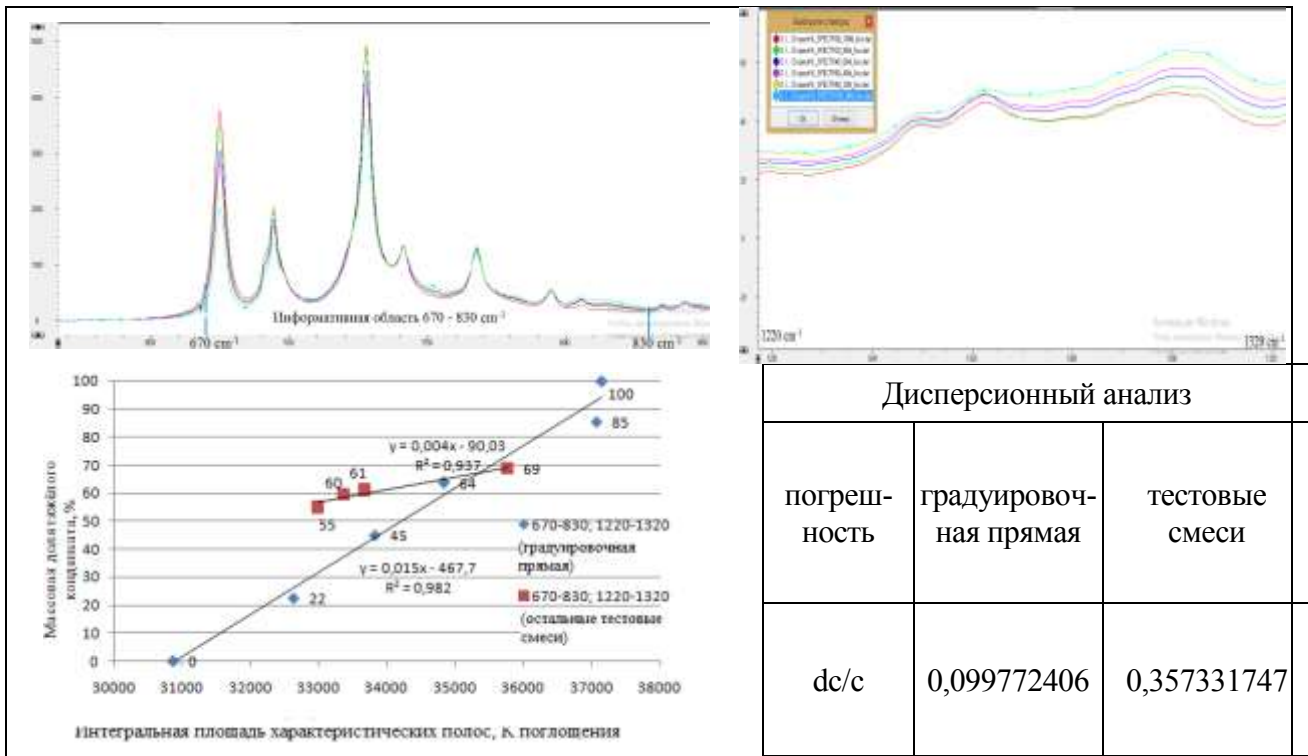


Рисунок 4. Расчёты первого и второго эксперимента смесей конденсатов. Построение калибровочной модели

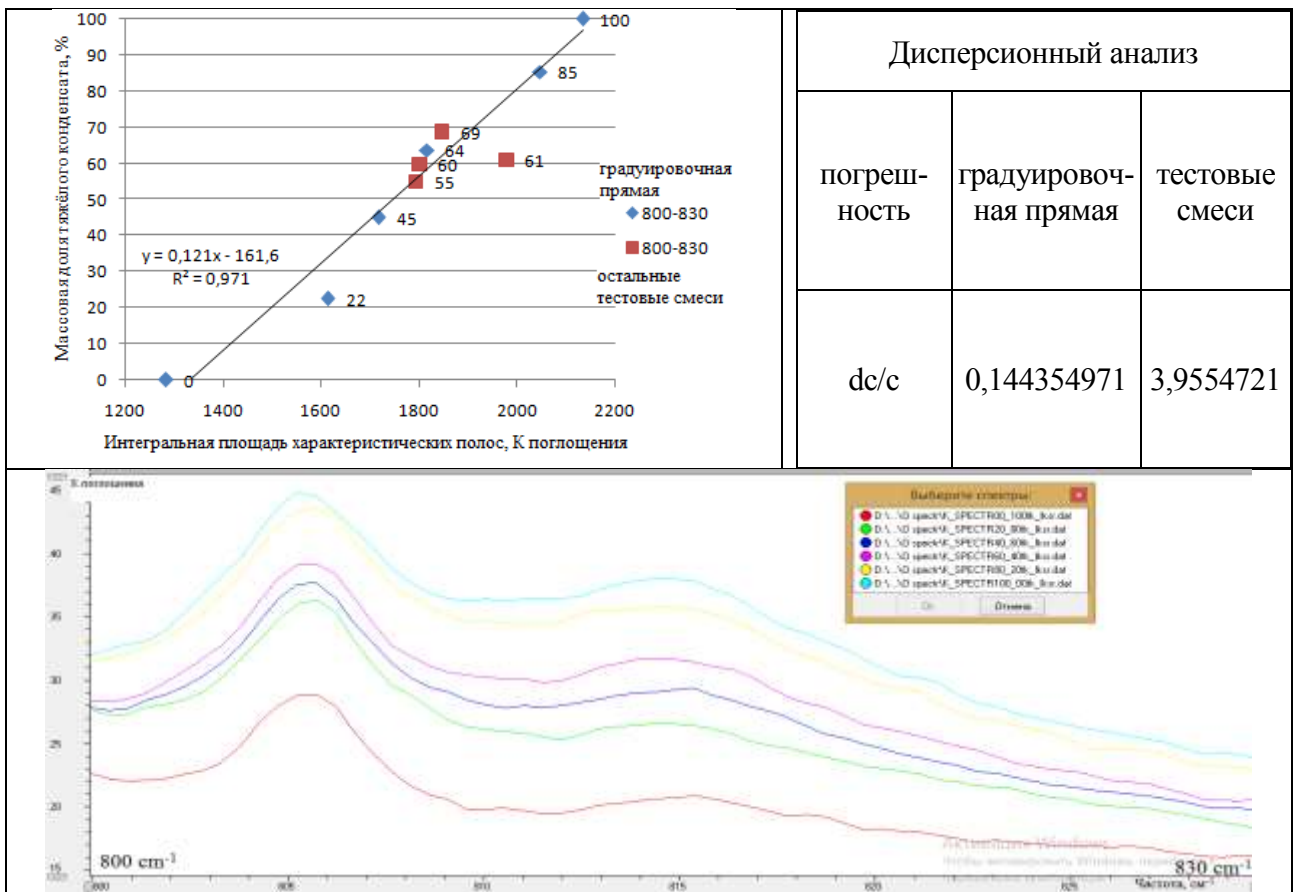


Рисунок 5. Результаты расчётов смеси конденсатов в области 800-830 см<sup>-1</sup>

В ходе работы был выполнен дисперсионный анализ. Так, при построении линии тренда калибровочной модели стандартная ошибка составляет 0,0997 %, как при построении линии тренда остальных смесей составляет 0,35 %.

Рассмотрим следующую более узкую область 800-830 см<sup>-1</sup>. На рисунке 5 можно заметить, что отклонение точек на графике в рассматриваемой области новой приготовленной смеси меньше по сравнению с предыдущим примером. Так, например, в первой исследуемой пробе при значении коэффициента поглощения 1790 см<sup>-1</sup> содержится 55 % массовой доли тёмного и 45 % светлого конденсатов. Также был выполнен дисперсионный анализ при построении точек на графике, представленных на рисунке 5.

На основании проведённых исследований спектральных характеристик флюидов Вуктыльского НГКМ можно сделать следующие выводы:

1. С помощью ИК-спектromетрии доказано, что обучающая выборка (градуировочная прямая) позволяет на практике решать поставленную задачу разделения смесей по выбранным информативным ИК-областям спектра поглощения. Набор информационных характеристик включает доли содержания одного и другого конденсата в смеси.

2. В дальнейшем планируется проводить отдельное измерение массовых долей нефти и конденсата по данной методике с помощью ИК-Фурье спектрометра.

Библиографический список

1. Казицына Л. А. Применение УФ-, ИК-, ЯМР- и масс-спектроскопии в органической химии / Л. А. Казицына, Н. Б. Куплетская. – М.: Изд-во Московского университета, 1979. – 240 с.: ил.
2. Латышев А. А. Спектроскопическое изучение пластовых флюидов глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Латышев Александр Александрович. – Ухта, ВНИИГАЗ, 2003. – 155 с.
3. К вопросу раздельного учёта при совместной добыче нефти и конденсата / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, Н. В. Новикова. – Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть», 2011.

УДК 622.276.66(470.111)

### **Анализ эффективности ГРП по технологии NIWAY в скважине с зарезкой бокового ствола на НГК месторождении**

Ксёنز Т. Г., Московец В. С., Миклина О. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Нефтегазоконденсатное месторождение открыто на территории ЯНАО в 1986 г., в промышленную эксплуатацию введено в 1993 г.

По состоянию на начало 2018 г. на месторождении разрабатывается только один объект БП<sub>12</sub><sup>2</sup>, который залегают на глубине 2507-2532 м, относится к отложениям Сортымской свиты валанжинских отложений, и характеризуется как газоконденсатнефтяная залежь. Объект представляет собой вытянутую моноклиналиную клиноформенную линзу, располагающуюся на двух лицензионных участках. Фильтрационно-емкостные свойства пласта, нефтенасыщенность и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС. Эксплуатационный объект характеризуется сложным геологическим строением, относящимся к низко- и среднепроницаемым коллекторам (средняя проницаемость по ГИС равняется 10,8×10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>), включая аргиллиты с прослоями битуминозных аргиллитов. В верхней части продуктивный пласт сложен песчаниками и алевролитами с прослоями и линзами аргиллитов, в основном, пласт представляет собой неравномерное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глинистых известняков. Коллектор относится к типу порового со средним коэффициентом пористости 0,17.

Общая толщина пласта изменяется от 31,6 м до 59,2 м, в среднем – 41,6 м, эффективная толщина меняется от 2,7 м до 18,3 м при среднем значении 11,2 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам, вскрывшим залежь, изменяются по данным ГИС от 2,7 до 18,3 м, при среднем значении 11,2 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина

по залежи составляет 7,3 м. Газовая шапка вскрыта единственной разведочной скважиной № 5П, в которой эффективная газонасыщенная толщина составляет 3,2 м. Средневзвешенная газонасыщенная толщина по газовой шапке залежи составляет 1,5 м.

Общее количество проницаемых пропластков по залежи пласта меняется от 1 до 11, при среднем значении 4,7. Диапазон изменения коэффициента песчаности пласта БП<sub>12</sub><sup>2</sup> от 0,06 до 0,44, при среднем значении 0,28.

Нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается 24 года. В настоящий момент времени фонд добывающих скважин по объекту составляет 55 добывающих скважин. Пластовое давление по залежи изменяется от 20,97 МПа до 25,07 МПа. На объекте применяется внутриконтурное площадное заводнение по семиточечной системе, система ППД на объекте внедряется с 1998 г. Всего по месторождению добыто 1429,6 тыс. т нефти, 1813,2 тыс. т жидкости и 832,8 млн м<sup>3</sup> растворенного газа, обводненность продукции достигла 58,1 %, текущий КИН составляет 0,119.

С начала разработки в добыче участвовало 55 скважин, из них 75 % эксплуатируется с дебитом менее 5 т/сут, что намного меньше плановых показателей. Поэтому по объекту, начиная с 2012 г., проводятся различные виды ГТМ, в том числе зарезка боковых стволов. Первый опыт построения боковых стволов был выполнен на скважинах, расположенных в центральной части залежи. Анализ показателей добычи по центральному участку показывает, что наиболее высокими дебитами нефти характеризуются скважины с боковыми стволами по сравнению с результатами добычи по скважинам с другими видами ГТМ.

Основной эксплуатационный объект НГК месторождения разбит на блоки, наиболее перспективным из них является пятый блок.

Пятый блок расположен в южной части залежи, скважина № 60Л была пробурена первой в мае 1999 г. Основная часть скважин в блоке была введена в период 2011-2014 гг., все они эксплуатируют объект БП<sub>12</sub><sup>2</sup>. Фонд скважин участка составляет 20 ед., из них 13 нефтяных и 7 нагнетательных. Средний начальный дебит по нефти на скважинах составил 28,4 т/сут, жидкости – 35,7 т/сут.

Система ППД в данном блоке сформирована практически полностью. В пятом блоке плотность сетки с учетом совместных межблочных скважин составляет 43,7 га/скв. Нагнетательные скважины вводились с отработкой, после чего средняя приемистость составляла 114,2 м<sup>3</sup>/сут, накопленная компенсация – 135,7 %, текущая обводненность продукции – 20,2 %, накопленный водонефтяной фактор – 0,15. Накопленная закачка составила 1126,8 тыс. м<sup>3</sup> воды.

По блоку с начала разработки добыто 359,1 тыс. т (25,1 %) нефти и 412,7 тыс. т (22,8 %) жидкости. Накопленная добыча жидкости на 1 добывающую скважину по блоку в среднем составила 24,3 тыс. т, нефти 21,1 тыс. т. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составляет 4,8 и 6,2 т/сут, соответственно. Среднее пластовое давление в блоке составляет 22,7 МПа, в зоне отбора 13,9 МПа, в зоне нагнетания 32,4 МПа. Необходимо отметить, что в настоящее время большая часть добывающих скважин на участке работает с обводненностью выше 90 % и дебитом нефти меньше 1 т/сут, что связано с прорывом нагнетаемых вод.

Анализ показателей разработки показывает, что основные отборы нефти за весь период разработки происходили в северной и южной части блока, восточная и западная часть слабо выработана (рисунок 1). По результатам проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ), выработкой охвачен практически весь разрез. Текущие извлекаемые запасы нефти по блоку составляют 767,6 тыс. т, что значительно меньше проектных.

Начиная с 2012 г. для увеличения добычи нефти и охвата залежи на основном объекте активно применяется технология по зарезке боковых стволов в скважинах и различные технологии ГРП, как в наклонных, так и в скважинах с горизонтальным стволом. Всего по объекту БП<sub>12</sub><sup>2</sup> при освоении после бурения выполнено 43 скважино-операции, из них 31 обработка выполнена на наклонно-направленных скважинах, 6 обработок – при зарезке бокового ствола и 6 обработок – на горизонтальных скважинах. Всего на объекте БП<sub>12</sub><sup>2</sup>

выполнено 68 % от всех ТГМ операций ГРП по разной технологии (стандартная, многостадийный, технология HiWay).

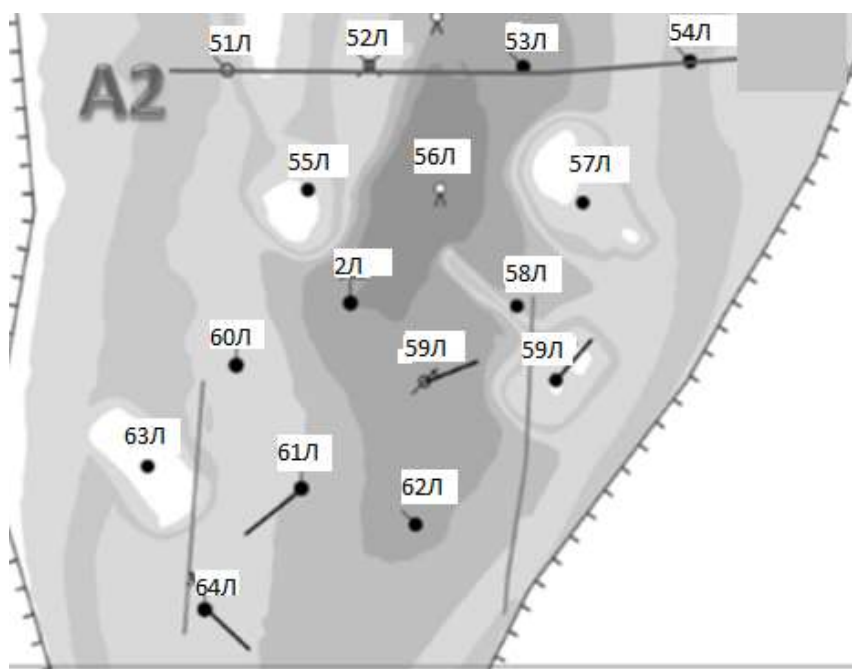


Рисунок 1. Карта текущей плотности запасов нефти объекта БП<sub>12</sub><sup>2</sup> блока № 5

Целью ГРП по технологии HiWay, разработанной компанией Schlumberger, является создание высокопроводимых каналов в проппантной пачке трещины.

Процесс создания данных каналов внутри пачки трещины происходит за счет новой схемы закачки проппантной жидкости через гетерогенную схему перфорационных каналов с использованием проппанта цилиндрической формы. Гетерогенная схема перфорации представляет собой кластерную сетку, состоящую из перфорированных и неперфорированных интервалов напротив продуктивного пласта. Новая схема закачки предполагает подачу проппантной жидкости с дополнением специальных волокон короткими пульсами, чередующимися с пульсами жидкости без проппанта. При этом концентрация проппанта наращивается постепенно, по аналогии со стандартной технологией ГРП [1-4].

Многостадийный (многозонный) ГРП (МГРП) может выполняться, как в скважинах с горизонтальным стволом, так и на ННС с зарезкой горизонтальных отводов. В горизонтальном, например, необсаженном стволе используется многоступенчатая компоновка хвостовика (от 300 до 800 м) МС ГРП диаметром 114 мм или 102 мм, что позволяет разделить горизонтальную часть скважины на несколько участков и воздействовать на каждый интервал отдельно. Технологически процесс МГРП предусматривает изоляцию одного участка горизонтального ствола с уже создавшейся трещиной от следующего путем планомерного сброса шаров в ходе выполнения каждой стадии, при этом шары сбрасываются различных диаметров. Шар, ударяясь о седло втулки циркуляционного клапана, двигает её вниз и открывает отверстие, через которое будет закачиваться жидкость для проведения следующей стадии МГРП.

На скважинах основного эксплуатационного объекта применяли ГРП на ННС, вышедших из бурения, во время 1995-2001 гг. и 2011-2014 гг. Отметим, что в начальный период в работу с ГРП вводились скважины Центральной части месторождения (кусты № 01 и № 02), в последние годы скважины Северной и Южной частей месторождения (кусты № 11 и № 12). По состоянию на 01.01.2016 дополнительная добыча нефти за счет ГРП в целом по объекту составила 950,6 тыс. т нефти или 15,8 тыс. т/скв. опер. Информация о технологических параметрах ГРП в первый временной период отсутствуют. Для второго временного периода в среднем по добывающим скважинам масса закачанного проппанта составила 58,7 т





Перед проведением МГРП были выполнены необходимые плановые расчёты для каждой стадии (документ «Дизайн ГРП»), расчётный дебит по жидкости после мероприятия должен составить 48 м<sup>3</sup>/сут., 23,5 т/сут дебит по нефти (значение скин-фактора – 5,62).

На скважине были выполнены работы по резке бокового ствола в интервале вырезки окна 2000-2003 м с горизонтальным открытым стволом. Длина ГС в продуктивной части бокового отвода составляет 402,2 м, который был заполнена биополимерным ингибированным буровым раствором. Профиль ствола скважины после бурения бокового ствола представлен на рисунке 3.

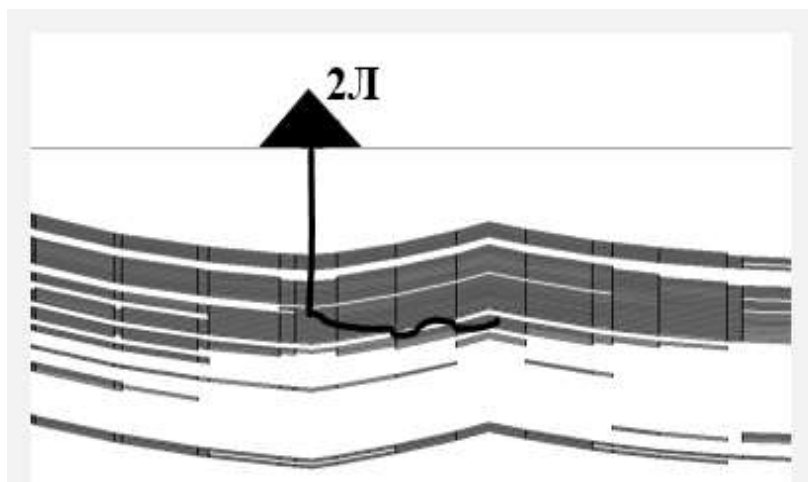


Рисунок 3. Схема расположения горизонтального ствола в продуктивном стволе скважины № 2Л

На следующем этапе в скважину был спущен комплект оборудования (МС ГРП), в состав которого входили высокопрочные НКТ с хвостовиком, системой «Стингер» и якорем на нижнем конце. На рисунке 4 показан профиль скважины по пласту после спуска комплекта оборудования МС ГРП.

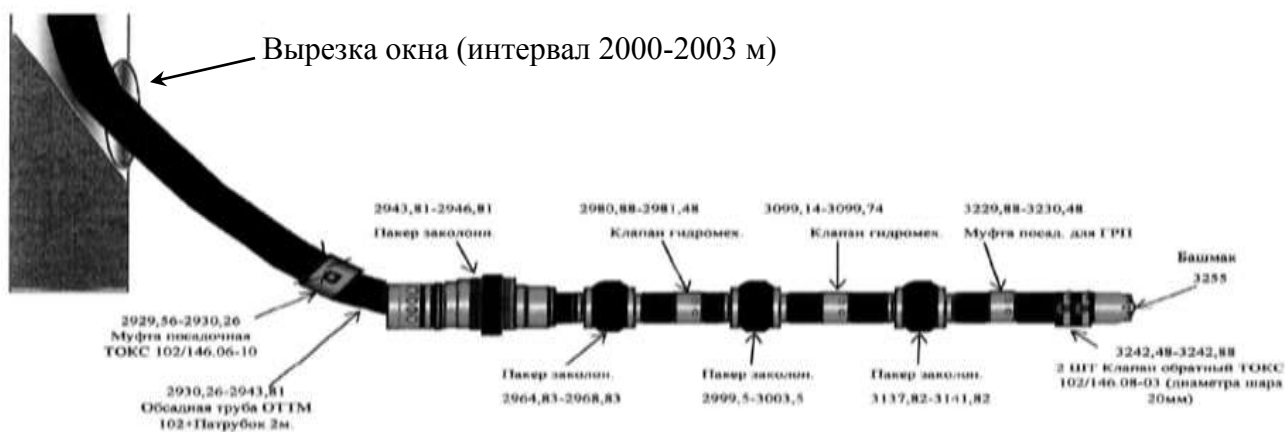


Рисунок 4. Состав скважинного оборудования для проведения МГРП на скважине № 2Л по технологии HiWay типа МС ГРП

Компоновка горизонтальной части ствола скважины (хвостовик) включала в себя:

- 1 участок длиной 4 метра, обсаженный перфорированным фильтром диаметром 102 мм с отверстиями диаметром по 10 мм. Данный участок расположен на глубине 3230 м и выполняет задачу циркуляционной муфты для проведения первой стадии МГРП;
- два обратных клапана ТОКС 102/146.08-03;
- 3 циркуляционные муфты, расположенные на глубинах 3099 м, 2981 м, со специальными седлами для шаров диаметром 51,1 мм, 55,4 мм. Данные муфты изначально находятся в закрытом состоянии, они предназначены для проведения последующих стадий МГРП;

- пакеры диаметром 124 мм длиной 7-9 метров каждый, набухающие за счет воздействия скважинной жидкости и служащие для разобщения участков горизонтального ствола МГРП;

- подвеска хвостовика в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм. Глухие обсадные трубы диаметром 102 мм для изоляции межпакерного расстояния горизонтального ствола.

На скважине № 2Л был проведён МГРП в три стадии [5]. На всех трёх стадиях сначала проводился тестовый ГРП («Мини-ГРП», нагнетательный тест со снижением расхода с 4,2 м<sup>3</sup>/мин до 1,5 м<sup>3</sup>/мин), далее выполнялась корректировка плановых показателей («Редизайн»). Завершалась каждая стадия основным ГРП. Перед каждой стадией основных этапов МГРП проводили заполнение ёмкостей специальными жидкостями, приготавливаемые на водной основе с добавлением биоцидов и гелеобразователем в виде гелланта типа WGA NG-1 с концентрацией 3,4 кг/м<sup>3</sup>. На основе данной жидкости готовилась проппантная жидкость с использованием цилиндрического проппанта типа RodPROP со сшивателем NG XL-2, концентрация которого составляла 3,2 кг/м<sup>3</sup>. На каждой стадии разрыва использовался проппант с размерами частиц 20/40 (25 т) и 16/20 (5 т), конечная концентрация которого составляла 900 кг/м<sup>3</sup>.

Выполнение мероприятия начиналось с создания трещины на первом участке порта (первая стадия), начиная с башмака, согласно новой технологии HiWay. За счёт сброса шара происходило открытие циркуляционной муфты, и проводилась работа по выполнению следующей стадии МГРП.

В результате проведения первой стадии МГРП была получена трещина в продуктивной зоне с закрепленной высотой 12,2 м, длиной 72 м и шириной – 0,38 мм в интервалах (а. о.) 3229,88-3230,48 м. Максимальное давление основного ГРП составило 36 МПа, а  $P_{ISIP}$  равнялось 9,6 МПа.

После сброса первого шара была проведена вторая стадия МГРП, в результате которой было всего закачено 30 т проппанта. Закаченный проппант сформировал трещину следующих параметров в продуктивной части: закрепленная высота 12,35 м, закрепленная полудлина 66,43 м, средняя ширина трещины – 0,39 см (а. о. 3099,14-3099,74 м). Давление ГРП на основной стадии через 15 мин после  $P_{ISIP}$ , равняется 20,3 МПа.

На третьей стадии было также закачено проппанта 30 т, из них в пласте 29,7 т. Давление основного ГРП составило 16,1 МПа. В продуктивной части создана трещина с закрепленной высотой 12,3 м, полудлиной 77,2 м и средней шириной трещины – 3,7 мм. Значение  $P_{ISIP}$  основного ГРП составило 10,1 МПа (устье) и 34,7 МПа (забой).

В рассматриваемой скважине по окончании закачки продавочной жидкости была закрыта устьевая задвижка, скважина была оставлена на 48 часов для распада геля, после чего провели сравнение давления с линии манифольда.

Скважина № 2Л блока № 5 введена в эксплуатацию (пласт БП<sub>12</sub><sup>2</sup>) в январе 1995 г. на естественном режиме, технические показатели в первый полный месяц работы составили: дебит жидкости – 13,3 т/сут., обводнённость – 0 %, дебит нефти – 11,0 т/сут. Скважина была остановлена в сентябре 2009 г. со следующими показателями: дебит жидкости – 7,5 т/сут, обводненность – 100 %, дебит нефти – 0 т/сут. На начало 2018 г. дебит по жидкости нефти составил 6,45 м<sup>3</sup>/сут., что значительно меньше плановых. За весь период работы скважины накопленная добыча нефти составила 15,0 тыс. т, жидкости – 23,9 тыс. т, растворенного газа – 2,4 млн м<sup>3</sup>.

Всего при проведении МГРП по технологии HiWay на скважине в 3 стадии было закачено проппанта массой 90 т (30 т на 1 стадию), из них 89,3 т поступило в трещину (1-я стадия – 29,8 т, 2-я стадия – 29,8 т, 3-я стадия – 29,7 т). Скважина вышла на режим эксплуатации фонтанным способом с начальными дебитами по нефти после ГРП 19,3 т/сут. (диаметр штуцера 10 мм) и с дебитом в конце года 23 т/сут. В среднем за 2018 г. дебит составил 16,8 т/сут с обводнённостью 1,0-5,0 % (рисунок 5). На начало 2019 г. скважина продолжает работать в режиме фонтанирования через штуцер с диаметром 8 мм, не изменяя свои технологические показатели.

Анализ работы скважины № 2Л после МГРП по технологии HiWay показал следующее:

- максимальный дебит достиг 23 т/сут нефти;
- дополнительная добыча составила 7,1 тыс. т;
- стабилизация добычи продукции скважины в течение года после ГРП.

В результате проведённых работ на добывающей скважине № 2Л НГК месторождения с использованием новой технологии ГРП HiWay можно сказать, что данная технология доказывает свою эффективность на скважинах блока № 5.

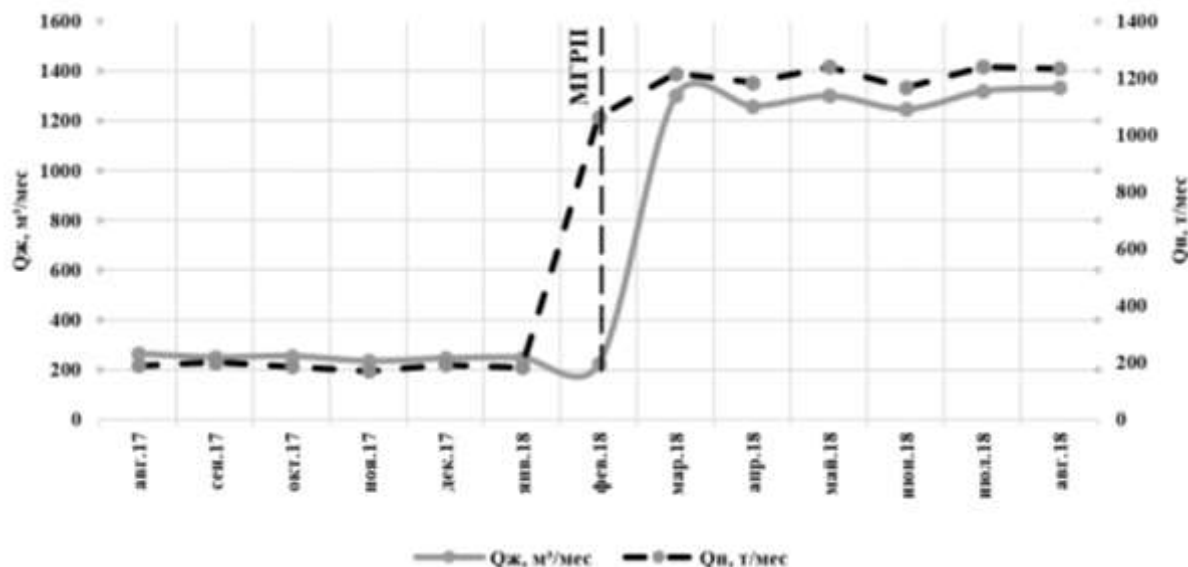


Рисунок 5. Динамика добычи продукции скважины № 2Л

Библиографический список

1. Гидроразрыв пласта с созданием открытых каналов: быстрый путь к добыче / Эммануэль д'Юто, С. Неукен и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2011. – Т. 23. – № 3. – С. 4-18.
2. ГРП по технологии HiWay. URL: <http://www.angi.ru/news/> Дата обращения 25.03.2018 г.
3. ГРП с каналами внутри трещины и цилиндрическим пропантом / Р. Каюмов, А. Клубин, А. Конченко и др. / Oil&Gas Journal Russia. – 2014. – Июнь/июль. – С. 4-21. URL: <http://ogjrussia.com/>. Дата обращения 25.03.2018 г.
4. Мальцев А. А. Анализ работы программного комплекса для выполнения дизайна ГРП с созданием высокопроводящих каналов на основе сравнения расчётных и фактических показателей, проведённых ГРП / А. А. Мальцев / Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – № 2 (57). – Т. 11. – С. 33-34.
5. Миклина О. А. Применение новой технологии гидравлического разрыва пласта (HiWay) / О. А. Миклина, В. С. Московец // Коммуникации. Общество. Духовность. – 2018 [Электронный ресурс]: в 5 ч.: материалы XVIII международной научно-практической конференции, 26-27 апреля 2018 г.; Ч. 2; под общ. ред. С. В. Шиловой. – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 75-81. Режим доступа URL: [https://www.ugtu.net/sites/default/files/conference/sbornik\\_kod-18\\_chast\\_2.pdf](https://www.ugtu.net/sites/default/files/conference/sbornik_kod-18_chast_2.pdf) Дата доступа 28.02.2018.

УДК 622.245.51+622.245.54+622.276.7+622.279.7

### Разработка гидровакуумной желонки новой конструкции

Апасов Т. К., Рябцев К. Ю., Магадеев Р. А., Иванов К. В.  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Текущее состояние разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири характеризуется старением эксплуатационного фонда скважин и ростом осложнений при эксплуатации.

Одной из актуальных проблем является скопление загрязнений на забое и в призабойной зоне. Загрязнения могут быть различного состава, и представлять из себя, как

частицы породы, вынесенные в результате частичного разрушения скелета горной породы, так и окислы железа, оставшиеся после перфорации обсадной колонны, вынесенные частицы проппанта, отложения солей или асфальтенов, смол. Наличие загрязнений приводит к повышению фильтрационных сопротивлений течению флюида, в некоторых случаях может приводить к нарушению нормального функционирования скважины [1].

Для борьбы с загрязнениями, как правило, используются промывки, но при значительном поглощении промывочной жидкости пластом их эффективность резко падает, так как в связи с насыщением пласта раствором происходит ухудшение его коллекторских свойств. Этот эффект особенно усиливается при наличии трещин ГРП, которые значительно увеличивают поглощение нагнетаемой жидкости. Кроме того, и прямая, и обратная промывка имеют свою специфику и недостатки, их проведение может быть сопряжено с возникновением различных технологических аварий. Так, при прямой промывке имеется риск прихвата колонны в связи с осаждением находящегося во взвешенном состоянии песка, которое может быть обусловлено сравнительно низкой скоростью восходящего потока в связи с большей площадью поперечного сечения кольцевого пространства. В то же время при обратной промывке имеется риск забивания выносимым шламом внутреннего сечения НКТ.

Для оперативной борьбы с загрязнениями может быть использована промывка с использованием колтюбинга, но использование колтюбинга порядка в два раза увеличивает стоимость проведения самого капитального ремонта скважины [2].

Также серьезной проблемой является скопление жидкости на забое газовых скважин, которое может привести к самозадавлению скважины в случае равенства забойного и пластового давлений.

Гидровакуумные (имплозионные) желонки часто применяются для решения вышеописанных проблем.

Их преимуществом является способность всасывания загрязнений высококонцентрированного состава за счет создания импульса депрессии и сообщения жидкости в скважинном пространстве высоких скоростей [3]. Помимо этого, в связи с резким изменением скорости потока жидкости, вызванным открытием входного канала (или, иначе говоря, появлением в заглушенной скважине кратковременного потока в имплозионную камеру, характеризующемуся значительной скоростью), а затем и торможением потока, наблюдается явление гидроудара, благодаря чему оказывается динамическое воздействие на ПЗП. Кроме того, в связи с интенсивным движением жидкости из пласта в скважину происходит очистка фильтровой части пласта от загрязнений, особенно от отложений парафина, смол, в отдельных случаях происходит разрушение породы призабойной зоны пласта и образование там искусственных трещин, а также расширение имеющихся остаточных трещин [3]. Таким образом, применение имплозионных желонки само по себе эффективно не только как метод устранения скопления жидкости и загрязнений на забое скважин, но и как метод воздействия на призабойную зону пласта, то есть при использовании этого метода наблюдается сопряженный положительный эффект.

Конструкция имплозионной желонки, спускаемой на колонне НКТ, представлена на рисунке 1. Нижняя часть компоновки («перо») обеспечивает канал прохода для скважинной жидкости с загрязнениями. При разгрузке компоновки на забой в результате соударения компоновки с поверхностью забоя происходит срез штифтов и смещение нижней (подвижной) части имплозионной желонки относительно верхней (неподвижной) части. В результате открывается проход в имплозионную камеру, создается импульс депрессии, увлекающий скважинную жидкость.

Несмотря на приведенные преимущества, их использование имеет существенный недостаток. Гидровакуумные желонки существующей конструкции спускаются на НКТ, что увеличивает период простоя скважины и вызывает необходимость работы бригады КРС.

Решить данный недостаток способны имплозионные желонки предлагаемой конструкции. Принципиальные конструктивные отличия от традиционной желонки:

1) Спуск производится на геофизическом кабеле, благодаря чему одна спускоподъемная операция производится не более чем за 1,5-2 часа. При необходимости возможно повторение цикла после очистки камеры-контейнера и перезарядки клапанных узлов.

2) Активация механизма желонки производится не при разгрузке компоновки на забой (то есть соударении нижней части конструкции с верхней поверхностью загрязнений), а при подаче напряжения на находящийся сверху электромотор.

3) Неотъемлемым элементом данной конструкции является пакер, благодаря использованию которого исключается неэффективное всасывание жидкости, находящейся в надпакерной зоне.

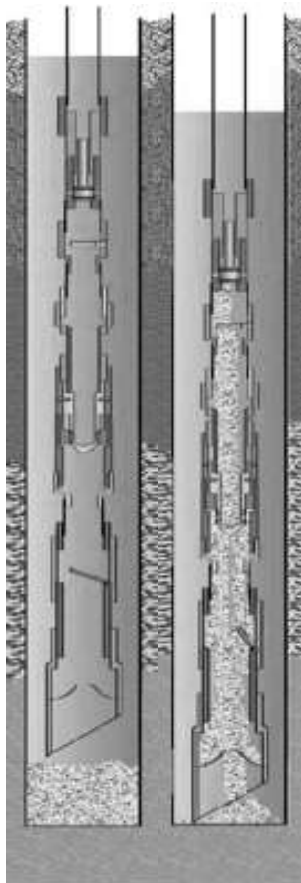


Рисунок 1. Конструкция и принцип срабатывания имплозионной желонки, спускаемой на НКТ

За один цикл может производиться очистка примерно 10 метров загрязнений обсадной колонны по высоте, при условии использования пятисекционной имплозионной камеры (5 труб НКТ). В определенных случаях возможно использование и трехсекционной имплозионной камеры.

Рассмотрим более детально конструкцию и принцип действия предлагаемого устройства (рисунок 2).

Имплозионная компоновка спускается с помощью геофизического кабеля (13) посредством каротажного подъемника (14). При подаче напряжения порядка 24 В на электромотор с редуктором 8 происходит падение груза-ломика 7 на верхнюю часть штока запорного клапана 6, срабатывает пакерное устройство 5 и происходит открытие входного клапана 6. Под действием большого перепада давлений между имплозионной камерой, находящейся при атмосферном давлении, и забоем скважины через фильтр 3 жидкость с загрязнениями поступают в верхнюю и нижнюю депрессионную камеру 2. Обратный клапан 4 препятствует выходу аккумулярованных загрязнений из верхней депрессионной камеры. На рисунке также продемонстрировано положение всех элементов имплозионной желонки до срабатывания (1).

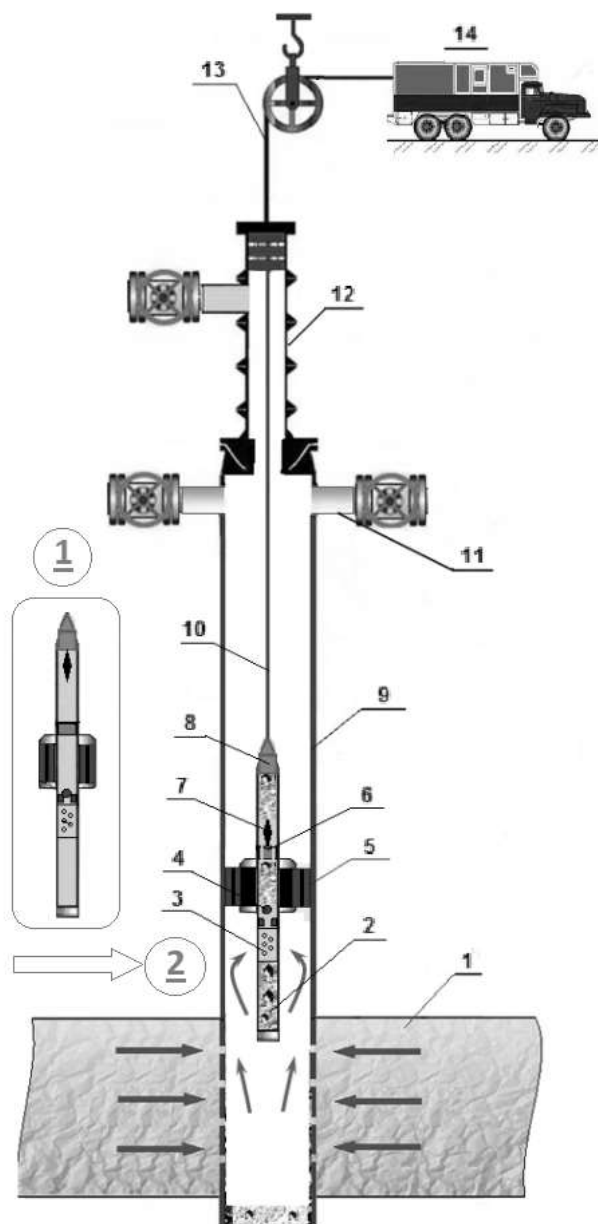


Рисунок 2. Конструкция и принцип срабатывания имплозионной желонки, спускаемой на геофизическом кабеле

Таким образом, для проведения очистки пласта предлагаемым имплозионным устройством не производится разгрузка компоновки на забой, исключаются различные технологические аварии. Устройство эффективно как в вертикальных, так и в наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважинах. Сама конструкция является технически реализуемой, а применение имплозионной желонки предлагаемой конструкции – более рентабельным, в связи с оптимизацией процесса очистки забоя и ПЗП скважин за счет высокой оперативности его проведения благодаря спуску компоновки на кабеле.

#### Библиографический список

1. Апасов Т. К. Комплексные схемы ультразвукового воздействия на пласты Самотлорского месторождения / Т. К. Апасов, В. О. Абрамов, М. С. Муллакаев, Ю. А. Салтыков, Г. Т. Апасов // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 80-84.
2. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187 с.
3. Попов А. А. Имплозия в процессах нефтедобычи / А. А. Попов. – Москва: Недра, 1996. – 186 с.

**Оптимизация технологии получения пара из пластовой воды ППСН «Ярега» с целью повышения нефтеотдачи пластов (на примере ВПУ-700)**Ланина Т. Д.<sup>1,2</sup>, Андреев К. В.<sup>3</sup>, Селиванова Е. С.<sup>1,2</sup>1 – филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Пермь НИПИнефть» в г. Перми, РФ2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ3 – филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИнефть», г. Волгоград, РФ

Метод обессоливания воды выпариванием является самым старым и широко распространенным. Технология термического обессоливания воды применяется для получения котловой питательной воды, с целью обеспечения ее максимальной рециркуляции и повторного использования. Получение дистиллята из пластовой воды предусматривает использование пятиступенчатой испарительной установки пленочного типа, рассчитанной на производительность 700 т/ч, в качестве сырья на установку поступает 800 т/ч пластовой воды. В испарителе первой ступени в качестве греющего пара используется технический пар от котельной, а на остальных четырех используется вторичный пар, полученный на предыдущих ступенях.

Концентрация растворенных солей в пластовой воде увеличивается при испарении приблизительно в восемь раз, почти до уровня осаждения твердых веществ. Слив концентрированного отходящего рассола малого объема и его утилизация производятся за пределами площадки закачкой в нагнетательные скважины Лачельского полигона.

Многоступенчатая испарительная установка имеет противоточную конструкцию, дозирующие насосы обеспечивают подачу ингибитора солеотложения в питательную воду испарительной установки для предотвращения отложения солей на поверхности теплообменного оборудования [1].

Сущность методов предотвращения образования накипи сводится к устранению одного или нескольких условий, вызывающих ее образование. Присутствие солей жесткости в пластовой воде может приводить к образованию осадков гидроксида магния, карбонатов кальция, гидроксида железа на поверхности труб испарителя, что способствует увеличению сопротивления при теплоотдаче и, как следствие, снижению коэффициента теплопередачи при работе выпарной установки.

Для предупреждения накипеобразования используются комплексоны – органические вещества, образующие прочные, растворимые в воде соединения с большинством катионов [2]. **Комплексоны**, содержащие ионы кальция, магния и других металлов, растворимы в воде, не разрушаются при температуре 140 °С и более, они адсорбируются на поверхности зародышей кристаллов солей жесткости, блокируя тем самым центры роста кристаллов.

Для выбора комплекса реагентов, обеспечивающих стабильную работу выпарной установки, была разработана единая методика лабораторных испытаний ингибитора накипи, поглотителя кислорода и антивспенивателя, проведены лабораторные испытания реагентов, представленных компаниями «GE WATER & PROCESS TECHNOLOGIES», ООО «НПО «Экотехнологии», АО «Налко-Элемент», ЗАО ПКФ «ПромХим-Сфера», МИРРИКО, ООО «ПК «РУСГАРД».

Подбор типа ингибитора накипеобразования и его оптимальной дозы проводился в лабораторных условиях. Пробы подтоварной воды отбирались перед накопительной емкостью, доставлялись в лабораторию, где выполнялся их анализ на содержание катионов ( $\text{Ca}^{2+}$ ;  $\text{Mg}^{2+}$ ;  $\text{Fe}^{3+}$ ;  $\text{K}^{+}$ ;  $\text{Na}^{+}$ ) и анионов ( $\text{Cl}^{-}$ ;  $\text{HCO}_3^{-}$ ;  $\text{CO}_3^{2-}$ ;  $\text{SO}_4^{2-}$ ), общей минерализации, pH, концентрации взвешенных веществ и нефтепродуктов. Далее в фильтрованную исследуемую воду вводились реагенты в концентрациях, указанных Поставщиком. При исследованиях соблюдались технологические режимы работы выпарной установки (температура испарения, pH воды, кратность выпаривания на каждой стадии). Исследования в лабораторных условиях были проведены и для нефилътрированной воды, а также в реальных условиях работы



выпарной установки. Существенного влияния концентрации нефтепродуктов и взвешенных веществ на работу ингибитора накипи, массу образовавшегося осадка и размеры его частиц не отмечено.

При проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ) пробы воды отбирались ежедневно из накопительной емкости и кубовых емкостей каждого испарителя через расчетные промежутки времени, соответствующие времени нахождения пластовой воды в каждом аппарате, обеспечивая контроль качества воды одного потока. Анализ результатов исследований показал, что масса образующегося осадка снижается по мере выпаривания воды, т. е. на начальной ступени в осадок переходит большее количество ионов кальция и магния. Образующиеся осадки дополняют массу поступивших с водой взвешенных веществ и уносятся потоком на последующие ступени, являясь центрами кристаллообразования. Графики изменения концентрации ионов кальция и магния в пластовой воде на каждой ступени выпаривания приведены на рисунках 1 и 2.

Основная масса осадка выпадает из пластовой воды в лабораторных условиях на последней стадии выпаривания, причем эта величина практически вдвое меньше при использовании ингибитора, чем при его отсутствии. При общей минерализации воды  $11142 \text{ мг/дм}^3$  масса выпавшего осадка после выпаривания на пятой ступени составляет  $1,7 \text{ кг/час}$  и  $79,8 \text{ кг/час}$  в условиях применения ингибитора и без него соответственно. Масса ионов кальция и магния, выпадающих в осадок при выпаривании определялась путем анализа раствора, полученного после растворения осадка в соляной кислоте.

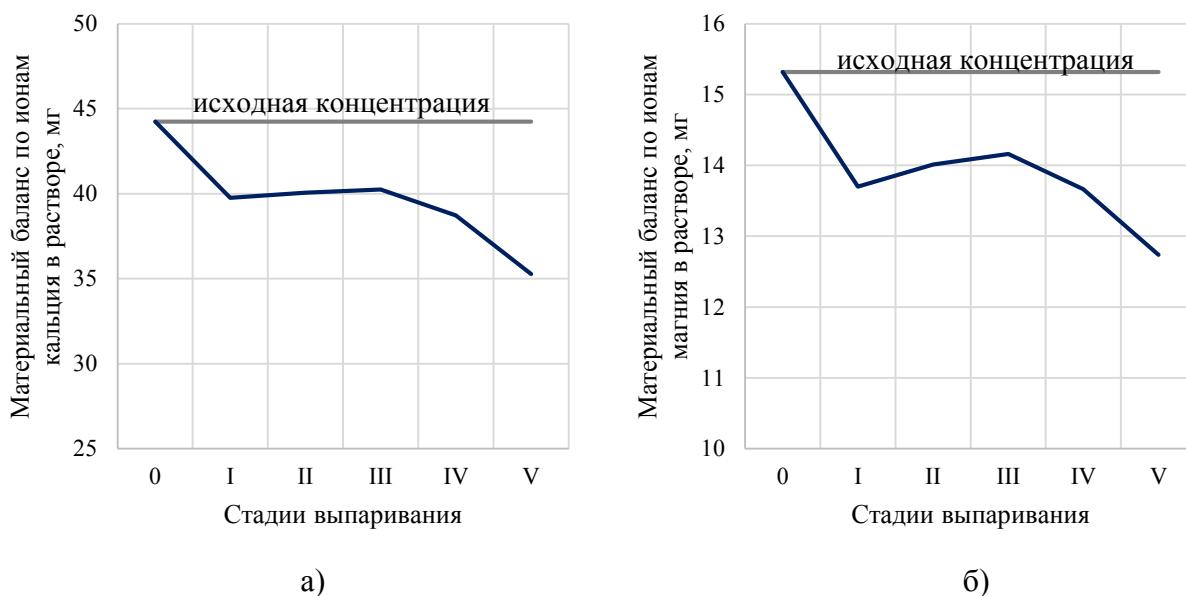


Рисунок 1. Графики изменения концентрации ионов кальция (а) и магния (б) в пластовой воде по ступеням выпаривания при проведении лабораторных исследований с оптимальной дозой ингибитора солеотложений

При исследовании состава пластовой воды, отобранной после каждого испарителя в условиях ОПИ, отмечено, что масса растворимого осадка в упаренном растворе, начиная со второй ступени, закономерно снижается в среднем от  $1,1$  до  $0,45 \text{ кг/час}$ . Основная масса солей жесткости осаждается на последней ступени, как показал лабораторный эксперимент.

Для выяснения механизма образования отложений в выпарных аппаратах после проведения первой очереди ОПИ отобраны пробы осадков с греющей поверхности 4 аппаратов, за исключением первого (осадка на первой ступени не образуется). На начальной стадии выпаривания (II ступень) осадок представлен, главным образом, оксидами железа ( $63,57\%$ ), массовая доля растворимых в соляной кислоте соединений  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  и  $\text{CaCO}_3$  практически равна массовой доле нерастворимых соединений, пришедших с исходной водой, которая, в свою очередь, в 5 раз ниже по сравнению с концентрацией в последующих аппаратах. Концентрация нефтепродуктов на II ступени выпаривания максимальна.

Массовая доля нерастворимых соединений в испарителях III-V ступеней составляет половину от общей массы образующегося осадка (49,5-53,6%), эти соединения представлены в основном частицами глины и песка, поступающими с подтоварной водой. При соблюдении нормативных показателей качества воды, поступающей в выпарные аппараты со стадии подготовки по концентрации взвешенных веществ (10 мг/дм<sup>3</sup>), нефтепродуктов (10 мг/дм<sup>3</sup>) и железа (0,3 мг/дм<sup>3</sup>), масса отложений в испарителях может быть значительно сокращена.

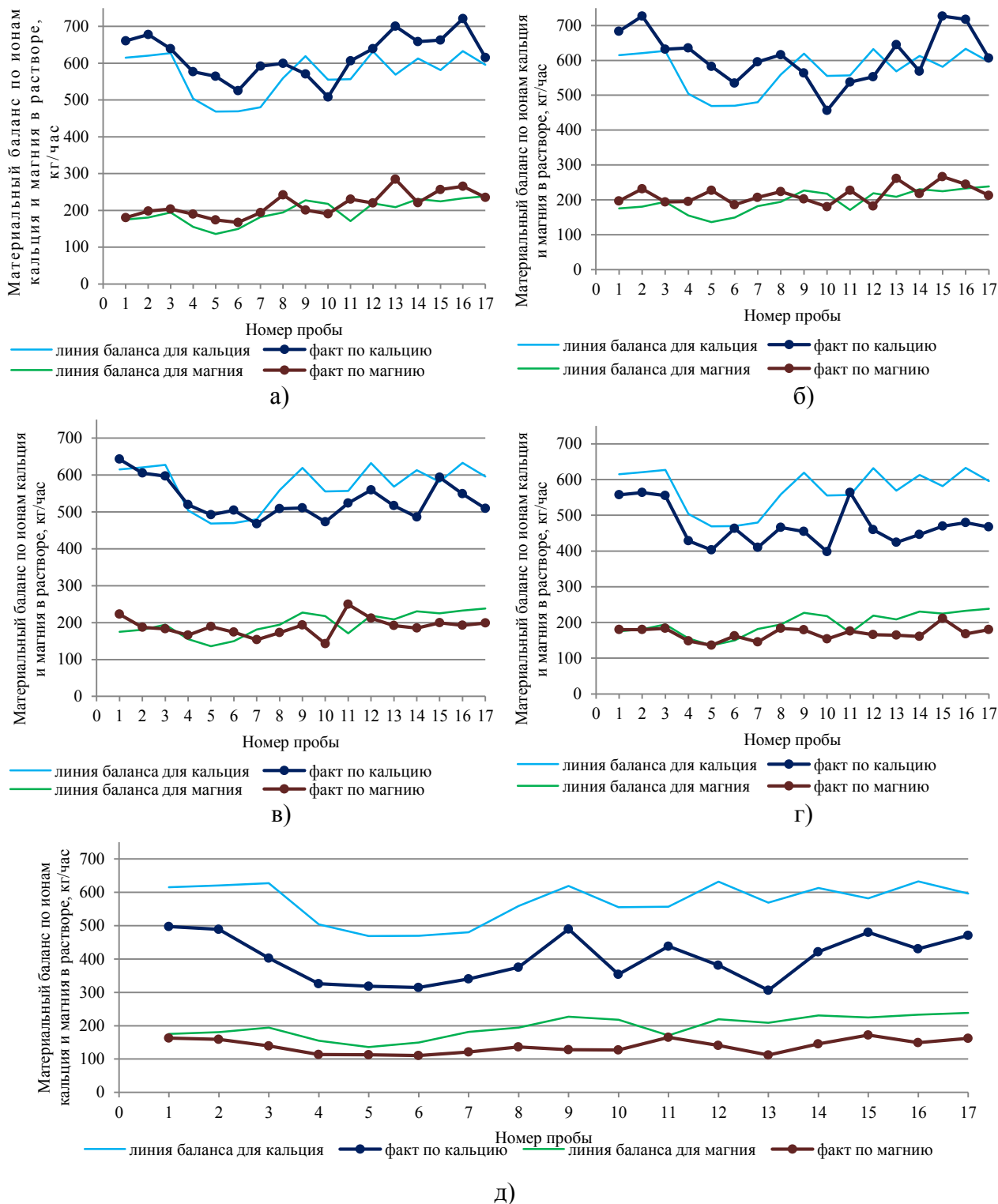


Рисунок 2. Графики изменения концентрации ионов кальция и магния в пластовой воде по ступеням выпаривания при проведении опытно-промышленных испытаний:  
а) I ступень; б) II ступень; в) III ступень; г) IV ступень; д) V ступень

Ингибитор накипи эффективно связывает ионы кальция, максимальная доля карбоната кальция образуется на греющей поверхности только второго выпарного аппарата (8,39 %), в последующих аппаратах массовая доля карбоната кальция в осадках находится в интервале от 1,06 до 1,2 %, присутствующие в воде свободные ионы кальция связываются комплексоном практически полностью. В испарителях третьей, четвертой и пятой ступеней основная масса растворимого в соляной кислоте осадка представлена гидроокисью магния (16,81-21,58 %). Образование гидроокиси магния закономерно при длительном кипячении минерализованной воды в нейтральной и слабощелочной среде, если свободные ионы не связаны комплексоном.

Выводы:

1. Ингибиторы солеотложения позволяют сократить массы осадка, образующегося при выпаривании более чем на 90 %.
2. Основная масса осадка выпадает из пластовой воды на последней ступени выпаривания в лабораторных условиях, и закономерно снижается в среднем от 1,1 до 0,45 кг/час, начиная со второй ступени при выполнении ОПИ.
3. Уменьшение диаметра частиц в присутствии ингибитора от 44,83 мкм до 39,02 мкм, для реальной пластовой воды уменьшение диаметра частиц наблюдается от 27,45 мкм до 22,7 мкм на последней ступени выпаривания доказывает эффект блокирования роста кристаллов в присутствии ингибиторов солеотложения.
4. На начальных ступенях выпаривания в составе осадка отмечена максимальная массовая доля гидроокиси железа, уменьшающаяся по мере концентрирования раствора, для растворимых в соляной кислоте солей наблюдается обратная зависимость, масса нерастворимых соединений нарастает по мере концентрирования раствора.
5. Присутствие в составе пластовой воды нефтепродуктов приводит к испарению легких фракций углеводородов, улетающих с паром и сокращению массовой доли нефтепродуктов в составе осадка.

Библиографический список

1. GE WATER & PROCESS TECHNOLOGIES, RCC® THERMAL PRODUCTS, TY500863-51000: руководство по эксплуатации // Проект разработки Ярегского месторождения компании «ЛУКОЙЛ». Установка испарения пластовой воды, 2015. – 63 с.
2. Балабан-Ирменин Ю. В. Антинакипины-органофосфонаты в энергетике. История и современная практика / Ю. В. Балабан-Ирменин, Г. И. Костенко // Энергосбережение и водоподготовка. – 2014. – № 2. – С. 2-8.

УДК 69.05

### **Техническое решение для площадки кустов скважин в условиях крайнего севера**

Окороков Н. С.<sup>1</sup> (ok-bk@mail.ru), Коркишко А. Н.<sup>2</sup> (alexandr.korkishko@mail.ru)

1 – ООО НПО «ФундаментСтройАркас», г. Тюмень, РФ  
2 – Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

В данной статье рассмотрен и просчитан вариант применения поднятой монолитной площадки для обслуживания кустовых площадок.

**Ключевые слова:** монолитная площадка, кусты скважин, условия крайнего севера.

#### **Актуальность**

В данной работе рассмотрена возможность оптимизации технического решения по обустройству кустовой площадки. В классическом варианте обустройства куста скважин предусматривается отсыпка площадки песком, устройство насыпи на 2-2,5 метра, что является дорогостоящим мероприятием.

Техническое решение с использованием монолитной площадки предполагает отказ от насыпи, отказ от термостабилизации грунтов, а также защиту грунта от разлива нефти.

### Исходные данные

- Климатический подрайон – Iг.
- Расчетная температура наиболее холодных суток – минус 49,3 °С с обеспеченностью 0,98.
- Наиболее холодной пятидневки – минус 42,9 °С с обеспеченностью 0,92.
- Расчетное значение веса снегового покрова (V район) – 3,5 кПа (350 кг/м<sup>2</sup>).
- Нормативное значение ветрового давления (IV район) – 0,48 кПа (48 кг/м<sup>2</sup>).
- Уровень ответственности сооружения – повышенный.
- Способ погружения свай – буропусковой. Сваи погружаются в предварительно пробуренные лидерные скважины.
  - Свая – Ø 219; стенка – 8 мм. Кол-во: 133 сваи.
  - Свая – Ø 500; стенка – 8 мм. Кол-во: 38 свай.
  - Размер плиты: длина – 54 м; ширина 24 м.
  - Во время ремонта на площадке будет находиться один ремонтный агрегат А60/80 на базе КрАЗ-65053-2.

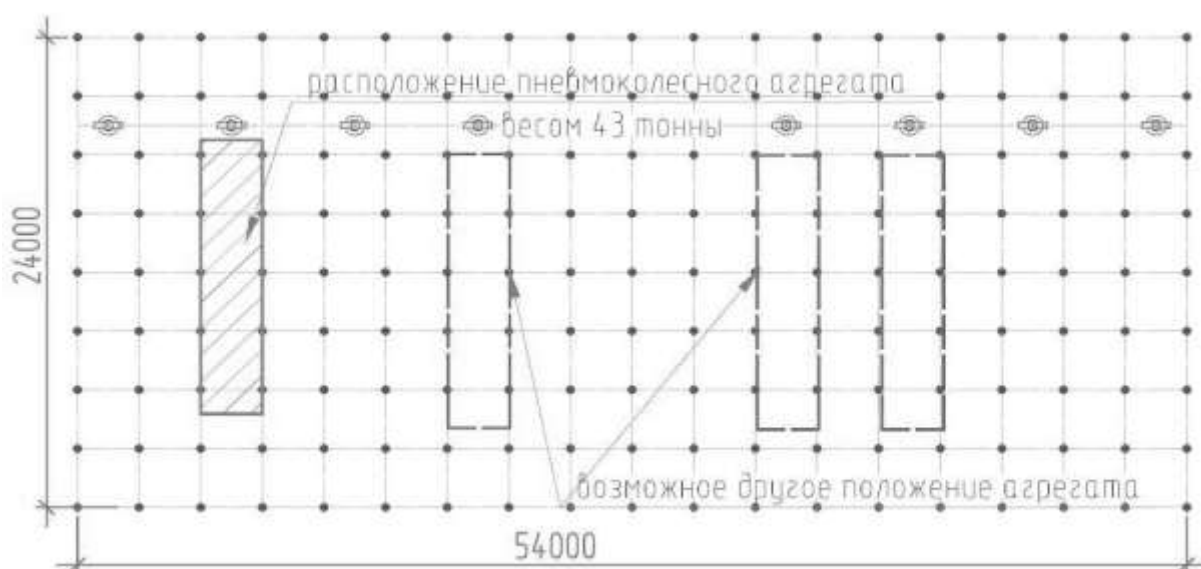


Рисунок 1. Общий вид площадки

### Сбор нагрузок

Наиболее неблагоприятное сочетание нагрузок достигается при выполнении ремонтных работ устьев скважин: работа пневмоагрегата + нечищенный снег на всей площади площадки.

Нормативная нагрузка от одного домкрата пневмоагрегата:  $(43,0 + 3,5)/4 = 11,63$  т,

где 43,0 т – вес пневмоагрегата,

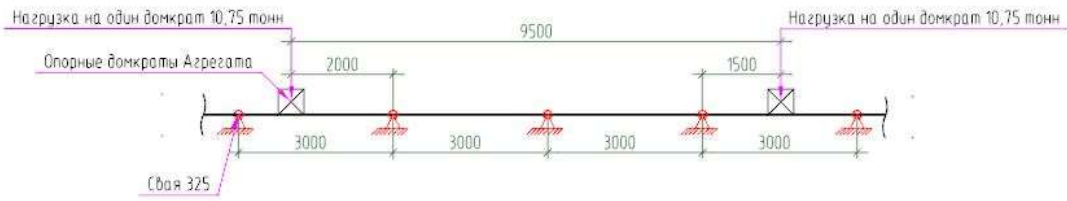
3,5 т – вес обманных колонн.

Расчетная нагрузка от одного домкрата пневмоагрегата:  $11,63 \cdot 1,2 = 13,96$  т.

### Сбор нагрузок на площадку:

№ п. п.	Нагрузка	Нормативная, кг/м <sup>2</sup>	$\gamma_f$	Расчетная, кг/м <sup>2</sup>
1	Постоянная:			
1.1.	Монолитная плита, t = 300 мм	750,0	1,1	825,0
2	Кратковременная нагрузка:			
2.1.	Снеговая	250,0	1,4	350,0
	Итого:	1000,0		1175,0

## Разрез 1-1 Вариант нагружения № 1



## Вариант нагружения № 2

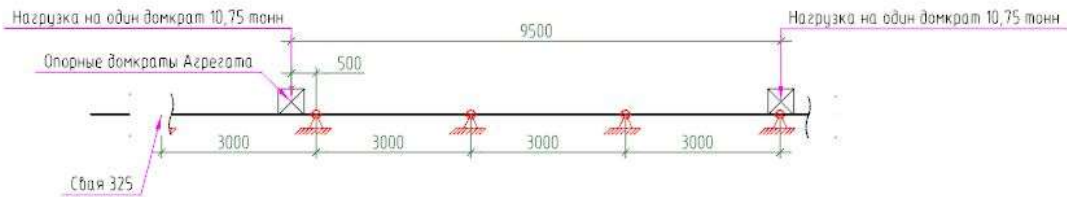


Рисунок 2. Варианты нагружения от пневмоколесного крана

### Результаты расчета

Примем толщину монолитной плиты равной 300 мм.

Нормативный предельный прогиб  $f_n = 3000/150 = 20$  мм.

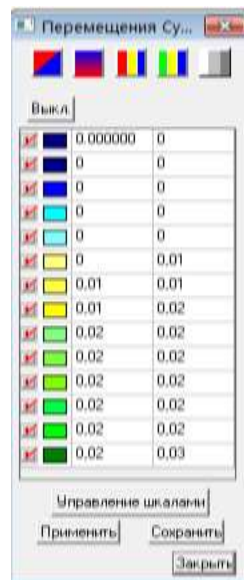
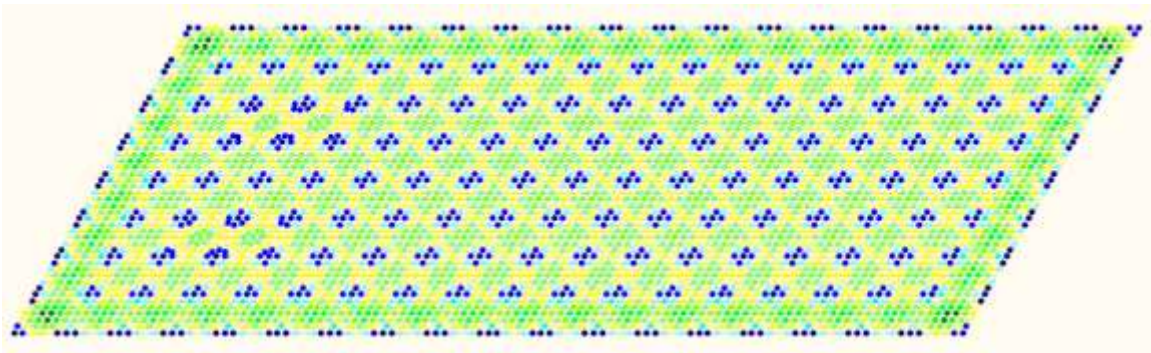


Рисунок 3. Максимальный прогиб

Максимальный расчетный прогиб  $f$  не превышает 20 мм.

## Армирование

Выкл.	Дополнительное армирование	
<input checked="" type="checkbox"/>	0,000000	0,33
<input checked="" type="checkbox"/>	0,33	0,66
<input checked="" type="checkbox"/>	0,66	1,0
<input checked="" type="checkbox"/>	1,0	1,33
<input checked="" type="checkbox"/>	1,33	1,66
<input checked="" type="checkbox"/>	1,66	1,99
<input checked="" type="checkbox"/>	1,99	2,33
<input checked="" type="checkbox"/>	2,33	2,66
<input checked="" type="checkbox"/>	2,66	2,99
<input checked="" type="checkbox"/>	2,99	3,32
<input checked="" type="checkbox"/>	3,32	3,65
<input checked="" type="checkbox"/>	3,65	3,99
<input checked="" type="checkbox"/>	3,99	4,32
<input checked="" type="checkbox"/>	4,32	4,65

Управление шкалами

Применить      Сохранить

Фрагментировать      Закрыть

Рисунок 4. Цветовая индикация армирования

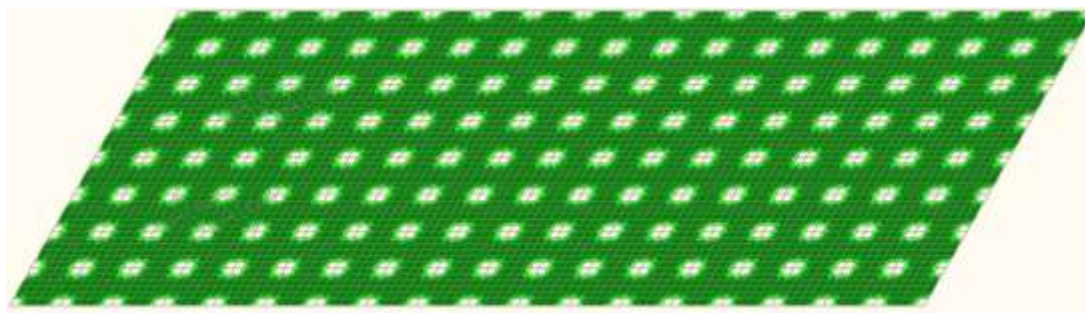


Рисунок 5. Нижнее армирование вдоль оси X

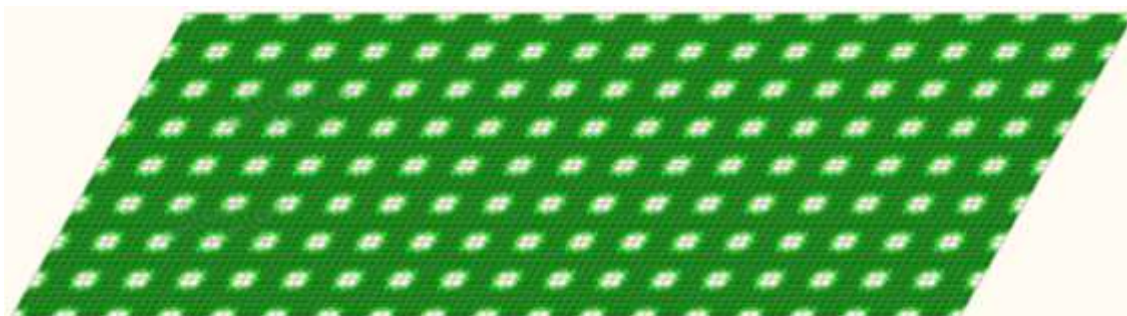


Рисунок 6. Нижнее армирование вдоль оси Y

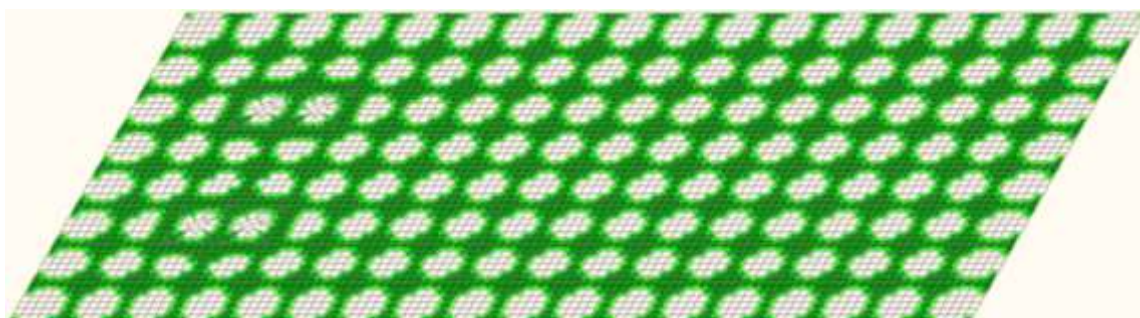


Рисунок 7. Верхнее армирование вдоль оси X

## Вывод

Расчет показал, что для обеспечения прочности монолитной плиты достаточно арматуры диаметром 12 А-III с шагом 200 мм и толщине плиты 300 мм.

Библиографический список

1. Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах. – Ленинград: Стройиздат, 1977. – 551 с.
2. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2012. – 102 с.

УДК 622.276:665.7.035.6(470.13)

### **Повышение эффективности разработки высоковязких нефтей Усинского месторождения**

Пастухов И. А.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, РФ*

По различным оценкам значительные ресурсы углеводородного сырья, до 70 % от мировых запасов, относятся к тяжелым, сверхтяжелым нефтям и битумам. Большие запасы высоковязких нефтей имеют Канада, Россия, Кувейт, Венесуэлла, США, Казахстан, Китай и Мексика. В разрезе регионов России высокий показатель запасов имеют Тюменская область, Республика Татарстан, Республика Коми, Республика Башкортостан.

Усинское месторождение Республики Коми открыто в 1963 году, пермо-карбоновая залежь введена в промышленную разработку в 1977 году.

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения приурочена к Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции. Объект является приоритетным и особо значимым нефтегазовым проектом, уникальным примером сложнопостроенного массивного трещинно-кавернозно-порового карбонатного резервуара высотой до 300 м, вмещающего сверхвязкую нефть.

Промышленная нефтеносность пермо-карбоновой залежи связана с карбонатными отложениями среднего и верхнего карбона нижней перми (залегающими на глубинах от 950 до 1500 м). Выделенные в разрезе залежи пачки и пропластки условно объединены в три стратиграфических объекта. Нижний объект (С2m) объединяет промысловые пачки 0-5, средний объект (С3k+g), объединяющий пачки 6-8, и верхний объект (Р1a+s) объединяет промысловые пачки 9-12. К особенностям геолого-физической характеристики относятся:

- высокая вязкость пластовой нефти (диапазон от 344 до 2042 мПа\*с, принятое значение 710 мПа\*с);
- большая глубина залегания залежи (1000-1500 м);
- неоднородное строение карбонатного коллектора, проявляющееся в высокой расчлененности разреза;
- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и площади, наличие большого числа трещин, каверн, карстовых полостей и стилолитов.

В процессе эксплуатации месторождений, как правило, осуществляется поэтапное применение различных типов методов разработки. На первой стадии ведется разработка на режиме истощения залежи с применением фонтанного или механического способа эксплуатации скважин, а рост добычи нефти обеспечивается значительными объемами эксплуатационного бурения и вводом новых скважин. В дальнейшем, с целью достижения более высоких показателей разработки (большая экономическая эффективность, большая нефтеотдача, менее продолжительная эксплуатация) используются вторичные методы, основанные на организации системы поддержания пластового давления (ППД) с закачкой в пласт агентов в виде воды или газа и проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию добычи нефти (ИДН). На зрелых месторождениях распространено применение третичных методов добычи нефти или методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Применение третичных МУН направлено на извлечение запасов нефти,

не вовлеченных в разработку после применения первичных и вторичных методов добычи, так называемые трудно извлекаемые запасы нефти (тяжелая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т. д.). Применение третичных методов увеличения нефтеотдачи, таких как гидродинамические, газовые, тепловые, химические, микробиологические методы или их комбинации позволяют достичь коэффициент извлечения нефти на уровне 30-80 %.

Проблема разработки пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения заключается в том, что естественные температурные условия не обеспечивают необходимой подвижности нефти во время фильтрации по пласту и притоку в скважины.

Согласно решениям действующего проектного документа запланирована разработка с применением теплового воздействия, что даст возможность увеличить проектный коэффициент извлечения нефти более чем в 2 раза (от 0,150 до 0,330) по сравнению с коэффициентом извлечения нефти при использовании стандартных методов. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,1 (обводненность продукции увеличилась до 82 %). Для достижения максимально возможного экономически рентабельного коэффициента извлечения нефти принята концепция разработки с применением третичных МУН, включающая следующие основные положения:

- центральная зона залежи разбурена с плотностью сетки 4,12 га/скв., бурение скважин для осуществления закачки и добычи отдельно из P1s+a совместно с C3k+g и C2m. Планируется паро-тепловое воздействие (ПТВ) – закачка теплоносителя в виде пара через паронагнетательные скважины в продуктивные отложения, приуроченные к P1a+s и k+g;

- краевая зона залежи – бурение наклонно-направленных скважин с плотностью сетки 6,25 га/скв. Закачка теплоносителя в виде пара при проведении паро-циклической обработки (ПЦО) добывающих скважин, эксплуатируемых на отложениях P1a+s совместно с C3k+g. После обводнения продукции добывающих скважин перевод под закачку теплоносителя в виде горячей воды (Т до 210 °С) с ПАВ в отложения C2m. Бурение законтурных нагнетательных скважин с целью закачки подтоварной воды.

В соответствии с принятой концепцией разработки на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения применяются тепловые методы, как в центральной, так и в краевой зонах залежи.

Технология площадного паротеплового воздействия предусматривает непрерывное нагнетание пара в паронагнетательные скважины, что способствует созданию горячей зоны и постоянному распространению непрерывно по пласту, способствуя «вымыванию» нефти. С целью поддержания пластового давления и повышение КИН в 1987 году в центральной части залежи организована закачка теплоносителя в виде горячей воды, а с 1992 года на участке «ПТВ – Центр» начата закачка пара в паронагнетательные скважины. Сформированы 3 участка по нагнетанию пара: «ПТВ-Центр», «ПТВ-Север», «ПТВ-Юго-Запад», а так же выделен эталонный участок для оценки эффективности технологии. Опыт разработки участков залежи с применением тепловых МУН (ПТВ) позволяет достичь более высоких технологических показателей разработки. Текущий КИН выше на 0,123 д. ед. (абс.) относительно участков с естественным режимом.

Технология паро-циклической обработки скважин включает 3 стадии:

- закачка пара;
- прекращение закачки и пропитка призабойной зоны пласта паром;
- отбор жидкости из прогретой зоны пласта.

Данная технология применяется на скважинах как краевой, так и центральной зон пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Для выработки пара используются блочные парогенераторы в стационарном исполнении (производительностью пара до 20 тонн/час) и мобильные (производительностью пара до 10 тонн/час). На основании опыта проведения ПЦО на скважинах за 2012-2018 гг. следует отметить, что средний прирост по скважинам после проведения ПЦО составляет 13,1 т/сут, (доп. добыча нефти на 1 скважину



более 1,5 тысяч тонн), определена продолжительность эффекта, которая составляет от 6 до 12 месяцев, в зависимости от зоны залежи и количества циклов.

Для разработки химических композиций, способствующих увеличению эффективности ПЦО пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» привлечен институт химии нефти Сибирского отделения РАН. На сегодняшний день широко применяются различные химические композиции при площадной закачке пара в нагнетательные скважины и проведении ПЦО. Это позволило увеличить дебит нефти в условиях увеличения числа мероприятий в менее продуктивной краевой зоне залежи, а также стабилизировать приросты дебитов нефти при проведении многоповторных ПЦО во внутренней зоне (после четвертого цикла). Комплексирование технологии ПЦО с применением химических реагентов позволило увеличить средний прирост дебита нефти от ПЦО на 45-50 %.

Паро-гравитационное дренирование (SAGD). Закачка пара осуществляется в горизонтальную скважину, расположенную выше горизонтальной добывающей скважины в той же вертикальной плоскости. После начального периода контактного нагревания обеих скважин за счет циркуляции пара в каждой из них, пар затем непрерывно нагнетается только в нагнетательную скважину вверх, при этом поток нефти под воздействием гравитации устремляется к добывающей скважине вниз. На участке сектора «А» пермо-карбоновой залежи в рамках опытно-промышленных работ испытывается технология обратного SAGD. Две добывающие скважины 2ГС и 4ГС совместно с нагнетательной 3ГС образуют опытный элемент по испытанию новой термической технологии, предусматривающей использование параллельно расположенных в объеме пласта горизонтальных скважин, нижняя из которых пробурена в центре и предназначена для закачки пара, а расположенные выше – для добычи разогретой нефти.

На северном актуальном участке пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в октябре 2012 г. начаты опытно-промышленные работы по испытанию технологии «перекрестного» ТГДП через взаимно-перпендикулярные горизонтальные скважины №№ 5 ГС, 6 ГС (нагнетательные) и №№ 7 ГС, 8 ГС (добывающие).

Проведение работ по закачке пара в системе горизонтальных скважин (кросс-ТГДП) требуют дальнейшего наблюдения.

С целью дальнейшего развития тепловых МУН на Усинском месторождении и выбора оптимальной технологии разработки проводятся научно-исследовательские работы в нескольких направлениях:

- по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) для комбинированной закачки совместно с теплоносителем (горячей водой, паром);
- по использованию в качестве агента закачки диоксида углерода (CO<sub>2</sub>).

В 2014-2016 годы выполнены работы по оценке эффективности вытеснения нефти водой при различных температурах и потенциала использования ПАВ для совместной закачки с горячей водой и/или паром на большой керновой модели. В ходе выполнения работ провели определение свойств дегазированной нефти РС залежи, эксперименты на большеразмерном керне по определению Квыт. Наибольший Квыт обеспечивается сухим насыщенным паром – 65,6 %, при закачке горячей воды Квыт достигает 31,7 %, за счет применения ПАВ Квыт увеличивается на 4,1 %. В 2018-2019 гг. выполняются работы по разработке и изучению вытеснения при комбинированной закачке теплоносителей и многофункциональной химической композиции для повышения КИН. Планируется проведение ОПР по испытанию технологии закачки горячей воды с ПАВ в 11 вертикальных нагнетательных скважины. Данные мероприятия позволят реверсировать процессы дегазации запасов на участке, вернуть к исходному состоянию упругий запас энергии и обеспечить условия стабильной работы механизированного фонда, а также повысить нефтеотдачу пластов. Предлагается раздельная эксплуатация по объектам собственной сеткой скважин нижнего и совместно верхнего со средним объектов, единая сетка нагнетательных скважин с использованием оборудования для одновременно-раздельной

закачки. При обводнении нижнего объекта предусмотрена возможность уплотнения сетки скважин по верхнему и среднему объектам за счет перевода скважин с нижнего объекта.

В целях повышения качества подготовки инвестиционных решений по развитию Приоритетного актива и организации контроля над инвестициями на проекте «Развитие пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения» были выделены отдельные комплексные этапы развития, приняты инвестиционные решения по каждому проекту.

Следует отметить, что при промышленном внедрении технологии закачки теплоносителя с МФК на основе ПАВ добыча нефти в период 2019-2048 прогнозируется выше на 19 % в сравнении с базовым проектом. Успешное внедрение технологии позволит обеспечить максимальный уровень добычи нефти в 2029 г.

В результате реализации тепловых методов увеличения нефтеотдачи и повышения эффективности эксплуатационного бурения, а так же проведения геолого-технических мероприятий, за последние годы годовая добыча высоковязкой нефти на залежи увеличилась более чем на 20 %.

В ближайшей перспективе планируется наращивать добычу за счет расширения масштабов паротеплового воздействия на пласт и опробования новых технологий.

УДК 622.276.65

### **Анализ применения тепловых методов на месторождении высоковязкой нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции**

Цыкунов О. И., Шагиахметов А. М.

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ*

На сегодняшний день наиболее важным и востребованным источником энергии в мире является нефть. Нефть является основным источником сырья для многих отраслей промышленности: химической, текстильной, топливно-энергетической. В связи с этим потребность в нефти постоянно растет, несмотря на развитие новых методов получения энергии. Однако, на данный момент большое количество месторождений Российской Федерации характеризуется падением добычи. Это связано с большим сроком разработки этих месторождений и истощением их запасов. В настоящее время проблема разработки трудноизвлекаемых запасов нефти является актуальной, так как они являются перспективными источниками для поддержания добычи на высоком уровне.

Трудноизвлекаемыми запасами нефти считаются запасы залежей, частей залежей, месторождений, объектов разработки, отличающиеся неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти. Разработка таких месторождений требует больших дополнительных вложений материальных средств, так как темпы извлечения и коэффициенты нефтеотдачи для таких месторождений ниже, чем у традиционных. На рисунке 1 показаны основные критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым.

Одной из наиболее распространенных категорий трудноизвлекаемых запасов является высоковязкая нефть. Нефть является высоковязкой, если ее вязкость составляет 30 мПа·с и выше [1]. Мировые запасы высоковязких нефтей превышают запасы маловязких нефтей, они составляют не менее 1 трлн т [4].

Общие запасы тяжелых высоковязких нефтей и природного битума в России составляют 33 млрд т. На территории нашей страны основные запасы тяжелой нефти приурочены к трем нефтегазоносным провинциям: Тимано-Печорской (ТПНГП), Волго-Уральской (ВУНГП), Западно-Сибирской (ЗСНГП), они изображены на рисунке 2. На данный момент на территории ЗСНГП разрабатывается около 25 % залежей тяжелых нефтей, на разрабатываемые залежи приходится 30 % извлекаемых запасов тяжелых и высоковязких нефтей провинции.

В ТПНГП разрабатывается четверть залежей высоковязкой нефти. На территории

Волго-Уральской провинции в настоящее время разрабатывается около 40 % залежей тяжелых нефтей [2].



Рисунок 1. Критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым

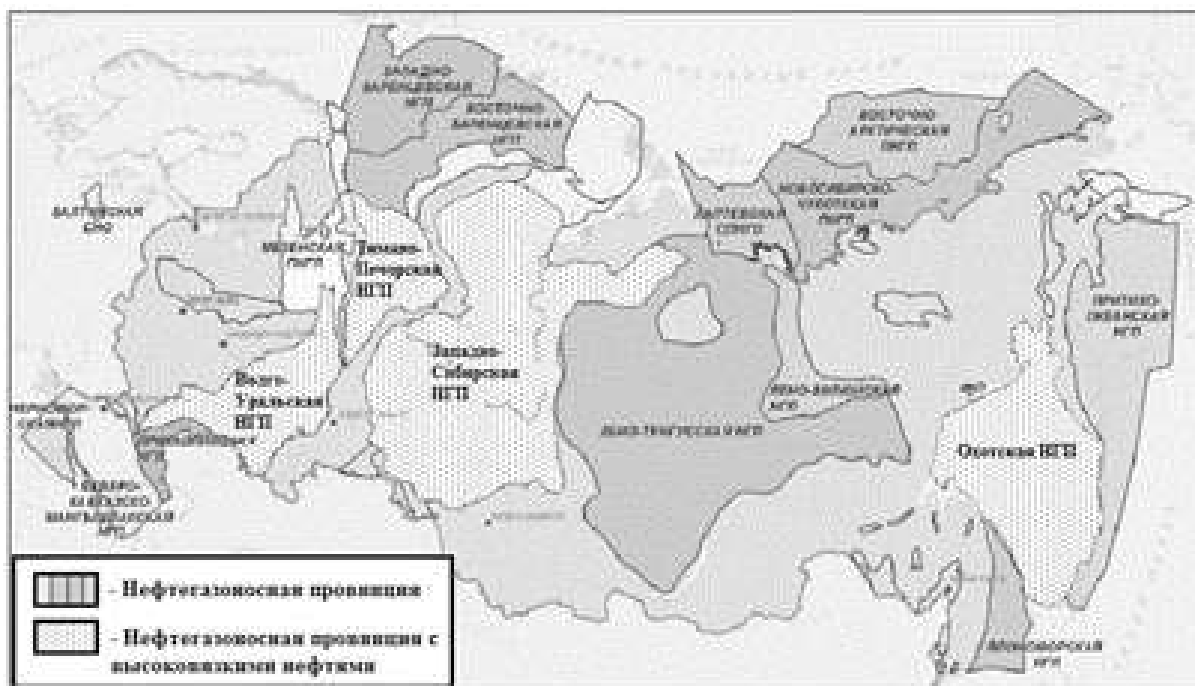


Рисунок 2. Региональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей России

Извлечение высоковязких нефтей и битумов является одной из основных проблем в разработке трудноизвлекаемых запасов. В России средний коэффициент извлечения нефти составляет 0,34, а для трудноизвлекаемых запасов он еще меньше. Поэтому для разработки месторождений высоковязких нефтей используются вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи.

Самым перспективным видом МУН в данной сфере являются тепловые методы воздействия на пласт. Так, на данный момент во всем мире предпочтение отдается тепловым методам, доля дополнительной добычи за счет применения которых превышает 60 %. Это связано с их эффективностью и разнообразием методов по виду применяемых агентов и воздействий на различные зоны пласта, возможностью применения при различных сетках скважин. Все это позволяет применять термические методы воздействия на пласт при различных геологических условиях, подбирая наиболее подходящую технологию под конкретную залежь. На данный момент разработано большое количество технических средств для проведения паротеплового воздействия на пласт (ПТВ), паротепловой обработки скважины (ПТОС) и внутрипластового горения (ВГ), что повышает экономическую эффективность использования термических методов, так как нет необходимости разрабатывать новые технические средства.

Существующие методы и их разновидности подразделяются на три основных типа. Их классификация показана на схеме, изображенной на рисунке 3.

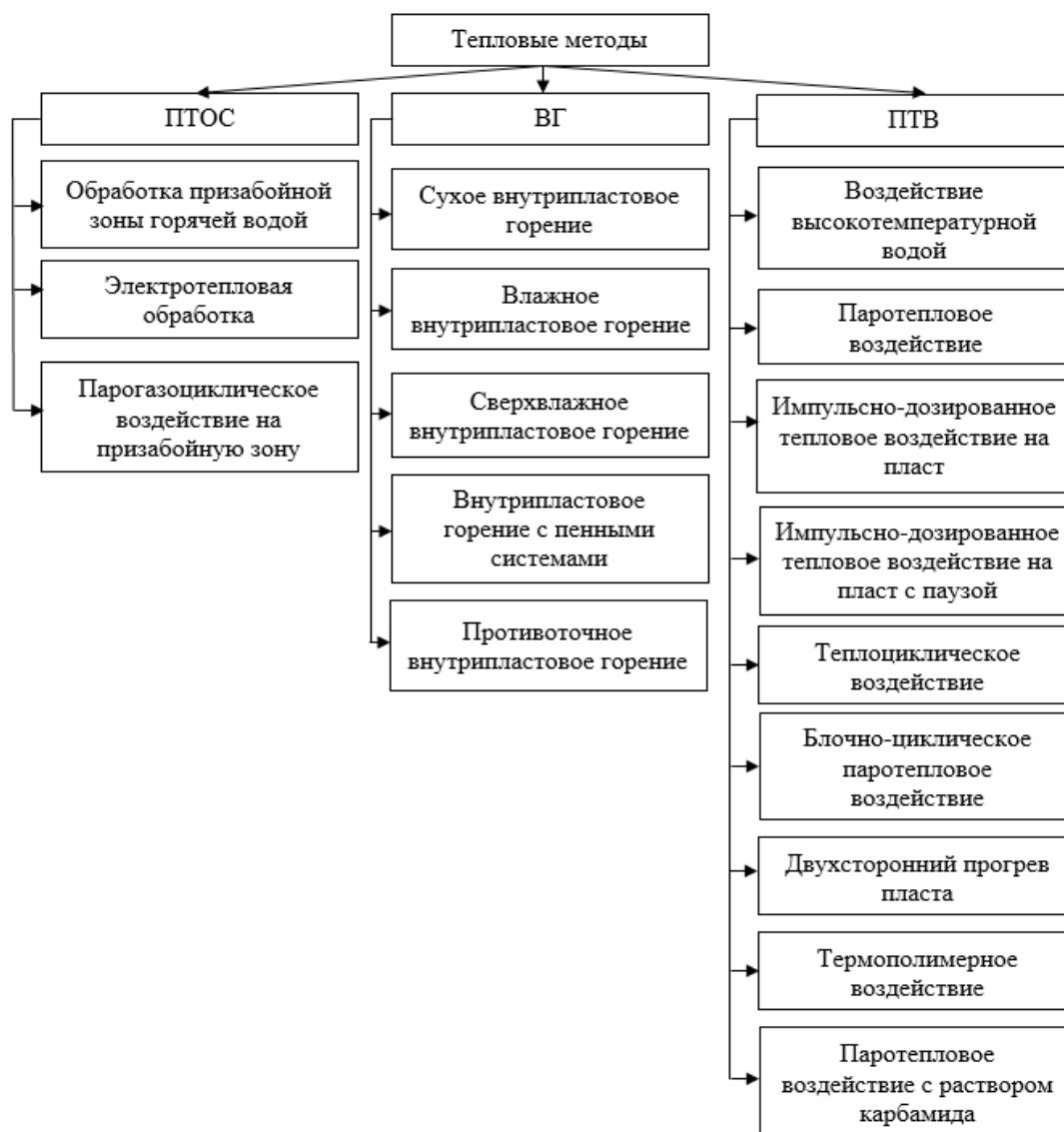


Рисунок 3. Классификация тепловых методов воздействия на пласт

Первым типом теплового воздействия является паротепловая обработка скважин. Сущность метода заключается в прогреве призабойной зоны различными методами, что приводит к повышению производительности скважины. Фильтрационные характеристики улучшаются, так как вязкость нефти снижается, а ее подвижность увеличивается. Использование данного метода не рекомендуется, если пласт неоднороден, имеет начальную нефтенасыщенность меньше 0,5 и имеет проницаемость ниже  $0,05 \text{ мкм}^2$  [1].

Вторым типом является внутрипластовое горение. При внутрипластовом горении тепло образуется в пласте за счет сжигания некоторой части пластовой нефти. Метод заключается в иницировании горения нефти в призабойной зоне зажигательной скважины источниками тепла вместе с нагнетанием воздуха и перемещении фронта горения по пласту к добывающим скважинам [3]. Для экономической эффективности процессов необходимо, чтобы запасы нефти превышали  $900 \text{ м}^3/\text{га м}$ , а нефтенасыщенность пласта должна быть высокой.

Третьим видом тепловых методов является паротепловое воздействие на пласт. Повышение температуры пласта, а, следовательно, увеличение продуктивности скважин, можно произвести с помощью нагнетания в пласт воды или пара высокой температуры. В качестве теплоносителя наиболее подходящей является вода, так как она способна переносить большее количество тепла в расчете на единицу массы [3].

Одним из наиболее совершенных методов является термополимерное воздействие. Его проводят следующим образом: нагретый до определенной температуры раствор полиакриламида, имеющий пониженную вязкость, при закачке в пласт поступает сначала в естественную систему трещин в коллекторе, а затем проникает вглубь пласта. В итоге часть залежи оказывается охваченной горячим агентом воздействия. Это ведет к снижению вязкости нефти, содержащейся в блоках трещиновато-порового коллектора. Продвигаясь в начале закачки преимущественно по трещинам, нагретый раствор через некоторое время остывает, его вязкость при этом значительно увеличивается. Общие гидравлические сопротивления пласта начинают возрастать [1]. Данный метод позволяет избежать образования «языков» и увеличивает эффективность прогрева пласта.

Стандартная методика термополимерного воздействия не позволяет нагревать раствор выше  $100$  градусов по Цельсию, так как при этой температуре начинается термодеструкция полиакриламида. Для избежания термодеструкции раствора полимера используют циклическое внутрипластовое полимерное воздействие, то есть нагрев раствора производится в пласте с помощью периодического нагнетания теплового агента. Данная модификация полимерно-термического воздействия называется циклическим внутрипластовым полимерно-термическим воздействием (ЦВПТВ) [6].

Технология ЦВПТВ состоит из двухэтапных циклов. Закачка оторочки теплоносителя и оторочки раствора полимера составляет один цикл. Оторочку теплоносителя в каждом цикле закачивают перед оторочкой раствора полимера. Количество циклов, необходимых для разработки намеченного месторождения (или залежи) определяется с учетом конкретных геолого-физических характеристик объекта при составлении проектных документов.

Если при технологии ТПВ в пласт закачивается раствор полимера, нагретый на поверхности, то при технологии ЦВПТВ раствор полимера нагревается непосредственно в пласте (внутри пласта). Для этого призабойная зона пласта прогревается предварительно (на этапе закачки теплоносителя) до необходимой температуры, которая служит на этапе нагнетания холодного раствора полимера как внутрипластовый пористый нагреватель. Холодный раствор полимера, проходя нагретую зону, прогревается и при дальнейшем движении вглубь пласта совершает работу по вытеснению нефти аналогично тому, как это происходит при технологии ТПВ [5].

При прогреве пласта (на этапе закачки теплоносителя) в первую очередь срабатывает эффект термического фактора, который заключается в комплексном термогидродинамическом воздействии, включающем снижение вязкости нефти и увеличение ее подвижности,

термическое расширение пластовой жидкости и минерального скелета пласта, а также интенсификацию капиллярной пропитки низкопроницаемых участков пласта.

Нагретый раствор полимера в первую очередь проникает в наиболее проницаемые (трещиноватые) слои пласта, вытесняя из них нефть. По мере продвижения вглубь пласта раствор полимера остывает, вязкость его повышается, увеличивается в первую очередь фильтрационное сопротивление наиболее проницаемых слоев пласта. В результате создаются условия для проникновения следующей нагретой порции раствора полимера в менее проницаемые слои пласта, и тем самым выравнивается профиль приемистости пласта и увеличивается охват пласта рабочим агентом.

Цикличность процесса (чередование закачки раствора полимера с закачкой теплоносителя) создает условия для экономии дорогостоящего полимера [5].

Методы паротеплового воздействия также являются эффективными для извлечения высоковязкой нефти. Основным фактором, ограничивающим применение данной технологии, как и для остальных методов, является глубина залегания объекта. Чем она выше, тем меньше эффективность и тем выше теплотери. Эту проблему можно решить использованием теплоизолированных насосно-компрессорных труб. Факторы, связанные с характеристиками нефти и породы-коллектора, оказывают меньше влияния на применимость ПТВ, чем на применимость ВГ, но, например, толщина пласта должна быть больше, чем в случае с ПТОС. Однако ПТОС охватывает малозначительную часть пласта и, как следствие, имеет меньшую эффективность. Использование термополимерного воздействия решает проблему охвата пласта, что, безусловно, делает его одним из наиболее продвинутых и эффективных тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

В качестве объекта разработки с терригенным коллектором, содержащим высоковязкую нефть, для которого тепловое воздействие является эффективным методом увеличения нефтеотдачи, выбран пласт Б2 Славкинского месторождения. Нефть залежи пласта Б2 является тяжелой и высоковязкой 48,1 мПа·с, с плотностью 0,888 г/см<sup>3</sup>, что говорит о перспективности использования теплового воздействия на пласт. Коллектор сложен терригенными породами, эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 7,6 метров. Пласт Б2 залегает на глубине 1337 метров и имеет развитую слоистую неоднородность, трещиноватость. Наличие сильной неоднородности значительно снижает эффективность стандартных тепловых методов, так как тепловой агент прорывается по наиболее проницаемым участкам и трещинам, не охватывая малопроницаемые области.

Исходя из приведенных в таблице 1 критериев применимости тепловых методов, предлагается использовать метод циклического термополимерного воздействия, так как при высокой температуре полимер имеет меньшую вязкость и проникает в трещины и высокопроницаемые участки, при остывании его вязкость снижается, затрудняя фильтрацию в данных областях пласта, что увеличивает охват малопроницаемых блоков, а циклическая закачка пара и раствора полимера позволит избежать его термодеструкции.

Наибольшая эффективность процесса циклической закачки раствора полимера и теплоносителя достигается при соблюдении двух условий:

1. Положение полимерного фронта должно опережать положение теплового фронта, так как при проникновении в высокопроницаемые участки пласта полимерный раствор должен остывать, что приведет к увеличению вязкости и росту коэффициента охвата.

2. Необходимо обеспечить прогрев раствора полимера при его нагнетании в пласт для того, чтобы нагретый полимерный раствор с маленькой вязкостью мог проникнуть в малопроницаемые участки пласта.

Чтобы обеспечить выполнение данных условий необходимо рассчитать продвижения теплового и полимерного фронтов, отношение объемов закачек и необходимую температуру нагнетаемого теплоносителя.

Произведем расчет технологических параметров для применения ЦВПТВ на залежи Б-2 по методике, предложенной Ю. В. Желтовым [5].

Сначала необходимо установить характер продвижения фронта концентрации полимера по формуле 1:

$$r_{\text{фп}}^2 = \frac{q_{\text{п}} t_{\text{п}}}{\pi h (m(1 - S_{\text{н}}) + \Gamma)} \quad (1)$$

где  $r_{\text{фп}}^2$  – положение фронта концентрации полимера, м;  $t_{\text{п}}$  – время закачки раствора полимера, ч;  $q_{\text{п}}$  – темп закачки раствора полимера, м<sup>3</sup>/ч (принимается равной приемистости нагнетательной скважины);  $h$  – эффективная нефтенасыщенная мощность, м;  $m$  – пористость, д. ед.;  $S_{\text{н}}$  – остаточная нефтенасыщенность, д. ед.;  $\Gamma$  – коэффициент Генри абсорбции полимера, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Далее определяется зависимость положения температурного фронта от времени по формуле 2:

$$r_{\text{фт}}^2 = \frac{q_{\text{т}} t_{\text{т}} c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{\pi h B_{\text{ж}}} \quad (2)$$

где  $r_{\text{фт}}^2$  – положение фронта температуры, м;  $q_{\text{т}}$  – темп закачки теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч;  $t_{\text{т}}$  – время закачки теплоносителя, час;  $c_{\text{ж}}$  – теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$$B_{\text{ж}} = (1 - m) c_{\text{ск}} \rho_{\text{ск}} + m (S_{\text{н}} c_{\text{н}} \rho_{\text{н}} + (1 - S_{\text{н}}) c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}) \quad (3)$$

$B_{\text{ж}}$  – объемная теплоемкость насыщенного теплоносителем пласта с остаточной нефтенасыщенностью, где  $c_{\text{ск}}$  – теплоемкость скелета породы, кДж/(кг·°С);  $\rho_{\text{ск}}$  – плотность скелета породы, кг/м<sup>3</sup>;  $S_{\text{н}}$  – остаточная нефтенасыщенность, д. ед.;  $c_{\text{н}}$  – теплоемкость нефти, кДж/(кг·°С);  $\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Так как при проведении ЦВПТВ закачка теплоносителя осуществляется перед закачкой раствора полимера, температурный фронт на втором этапе будет продвигаться вглубь пласта. В связи с этим новое положение температурного фронта к концу закачки раствора полимера будет больше, чем это было в конце закачки теплоносителя.

При некоторых упрощающих предположениях (равенство расходов теплоносителя и раствора полимера, их удельных теплоемкостей и плотностей) новое положение можно определить по формуле 4:

$$r_{\text{фт}}^2 = \frac{q_{\text{т}} t_{\text{т}} c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} + q_{\text{п}} t_{\text{п}} c_{\text{п}} \rho_{\text{п}}}{\pi h B_{\text{ж}}} \quad (4)$$

Далее необходимо определить по формуле 6 отношение объемов оторочки теплоносителя и ненагретого раствора полимера в одном цикле, которое будет обеспечивать основное условие данной технологии – опережающее положение фронта полимера.

$$\frac{V_{\text{т}}}{V_{\text{п}}} = \frac{B_{\text{ж}}}{D \alpha^2} - 1 \quad (5)$$

где  $V_{\text{т}}$  – объем оторочки теплоносителя, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{п}}$  – объем оторочки раствора полимера, м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – отношение фронтов полимера и температуры и принимается от 1,1 до 1,9;  $D$  – коэффициент, определяющийся по формуле 6:

$$D = c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} (m(1 - S_{\text{н}}) + \Gamma) \quad (6)$$

Для выполнения второго условия нужно рассчитать температуру нагнетаемого агента на забое нагнетательной скважины.

Соотношение, позволяющее определить температуру нагнетаемого теплоносителя на забое, выводится из следующих соотношений:

Уравнение баланса тепла в пласте:

$$Q_1 = Q_2 + Q_3 \quad (7)$$

где  $Q_1$  – количество тепла, аккумулированного в пласте на этапе закачки теплоносителя,  $Q_2$  – количество тепла, необходимое для прогрева раствора полимера до начальной пластовой температуры,  $Q_3$  – количество тепла, требуемое для нагрева раствора полимера от пластовой до эффективной температуры полимера (т. к. для определения эффективной температуры вытеснения нужно знать зависимость вязкости нефти от температуры, что определяется лабораторными исследованиями, примем ее за 90 °С, то есть

максимальное значение, при котором гарантированно не происходит термодеструкция полиакриламида.

$$Q_1 = q_T t_T c_{ж} \rho_{ж} (T_T - T_0) \left( \frac{1 - \eta_{пот}}{\beta} \right) \quad (8)$$

где  $\eta_{пот}$  – коэффициент теплопотерь на кровлю и подошву пласта (примем среднее значение 0,64),  $\beta$  – коэффициент, зависящий от геологического строения пласта и принимается от 1 до 2.

$$Q_2 = q_n t_n c_n^0 \rho_n^0 (T_0 - T_{0n}) \quad (9)$$

$$Q_3 = \pi r_{фТ}^2 h (T_n - T_0) B_n \quad (10)$$

где  $B_n = (1 - m) c_{ск} \rho_{ск} + m (S_n c_n \rho_n + (1 - S_n) c_n \rho_n)$  – объемная теплоемкость пласта, насыщенная раствором полимера и остаточной нефтью.

После математических преобразований получим:

$$\frac{T_n - T_0}{T_T - T_0} = \frac{B_{ж}}{B_n} \left( \frac{1 - \eta_{пот}}{\beta} + \frac{V_n c_n^0 \rho_n^0}{V_T c_{ж} \rho_{ж}} \left( \frac{T_{0n} - T_0}{T_T - T_0} \right) \right) \quad (11)$$

Если теплофизические свойства раствора полимера и теплоносителя принять равными, то формула упрощается:

$$\frac{T_n - T_0}{T_T - T_0} = \left( \frac{1 - \eta_{пот}}{\beta} + \frac{V_n c_n^0 \rho_n^0}{V_T c_{ж} \rho_{ж}} \left( \frac{T_{0n} - T_0}{T_T - T_0} \right) \right) \quad (12)$$

$$T_T = \frac{(T_n - T_0) - \frac{V_n}{V_T} (T_{0n} - T_0)}{\frac{1 - \eta_{пот}}{\beta}} + T_0 \quad (13)$$

В результате расчета получена зависимость продвижения полимерного и температурного фронтов для пласта Б-2 Славкинского месторождения, показанная на рисунке 4. Значение отношения объемов закачиваемых оторочек  $\frac{V_T}{V_n}$  составило 4,276. Следовательно, объем оторочки теплоносителя в каждом цикле превышает объем оторочки раствора полимера в 4,276 раза. Температура теплоносителя на забое  $T_T$ , при которой будет обеспечиваться прогрев раствора полимера до 90 °С, составит 140 °С.

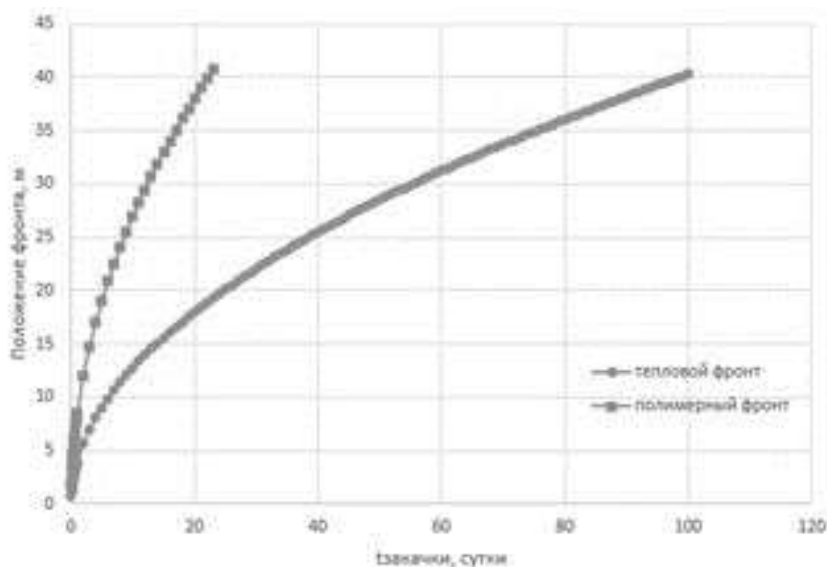


Рисунок 4. Зависимости продвижения температурного и полимерных фронтов от времени закачки

Из полученных соотношений выбираем технологический режим закачки:

1) Закачка начинается с нагнетания оторочки нагретого теплового агента, будем проводить закачку в первом цикле на протяжении 100 дней, тогда из соотношения объемов оторочек делаем вывод, что закачка раствора полимера будет продолжаться 23 дня.



2) Продолжительность закачки теплового агента может изменяться, соответственно будет изменяться время закачки полимера, но соотношение должно оставаться постоянным.

По графикам, изображенным на рисунке 4, можно сделать вывод о том, что первое условие (опережение полимерного фронта с первого цикла) соблюдается. То есть после 100 дней прогрева пласта тепловой фронт сместится на 40,3 метра, затем после 23 дней закачки полимера полимерный фронт окажется на 40,8 метрах.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что циклическое внутрислоево-полимерно-термическое воздействие является наиболее эффективным тепловым методом, подходящим для применения на Славкинском нефтяном месторождении.

По приведенной методике были определены основные параметры процесса, при которых будет достигаться наибольшая эффективность.

В дальнейшем планируется провести экспериментальные исследования по оценке изменения коэффициента нефтеизвлечения при закачке полимерного раствора при полученных в данной работе оптимальных циклах закачки. В качестве различных вариантов агента будут использоваться растворы с различной концентрацией полиакриламида. По результатам исследований будет сделан вывод об эффективности применения циклического термополимерного воздействия на Славкинском месторождении.

#### Библиографический список

1. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – С. 461.
2. Кочнева О. Е. Перспективы дальнейшего освоения месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в России / О. Е. Кочнева, А. А. Кочнев // *Master's Journal*. – 2014. – № 2. – С. 139-150.
3. Кудинов В. И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей / В. И. Кудинов. – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.
4. Полищук Ю. М. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. – 2005. – № 1. – С. 31.
5. Желтов Ю. В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов, Г. Е. Малофеев. – М.: Нефть и газ, 1997. – 256 с.
6. Цыкунов О. И. Применение тепловых методов для высоковязких нефтей / О. И. Цыкунов, А. М. Шагиахметов // *Международная конференция «Рассохинские чтения», 1-2 февраля 2018 г.: материалы конференции, Ч. 2.* – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 89-94.

УДК 553.983

#### **Способ разработки залежи с высоковязкой нефтью**

Леонтьев Д. С., Голозубенко Е. С., Мансурова М. М.  
*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ*

В настоящее время характерной особенностью развития нефтяной промышленности России является переход большинства эксплуатируемых месторождений в стадию активно падающей добычи. Все чаще ставится вопрос об освоении месторождений, характеризующихся сложным геологическим строением, с трудноизвлекаемыми запасами нефти, высоковязкими нефтями и др. [1].

Так на территории Западной Сибири уже открыты месторождения с нефтью, вязкость которой превышает 200 сПз (Ван-Еганское, Русское и Тагульское месторождения).

Актуальной задачей рентабельной разработки месторождений с такими нефтями является разработка новых и совершенствование существующих технологических решений, обеспечивающих сокращение эксплуатационных и энергетических затрат в процессе добычи, сбора и подготовки скважинной продукции, увеличение межремонтного периода работы

нефтепромыслового оборудования за счет предотвращения осложнений при добыче высоковязкой нефти.

Важно отметить – Западно-Сибирский бассейн также содержит в своих недрах большие запасы геотермальных вод [2-4]. Осадочный чехол бассейна, начиная с глубины в среднем 1 км, заполнен термальными водами. В пределах нижнего гидрогеологического этажа выделяют четыре основных водоносных комплекса (сверху вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский и ниже-среднеюрский. Эти комплексы надежно изолированы от зоны активного водообмена турон-олигоценовой глинистой толщей, а друг от друга рядом выдержанных водоупорных толщ, замещающихся на песчаные разности лишь локально. В этой связи зона развития термальных вод охватывает отложения от верхов сеномана до триаса включительно. В незначительных количествах, обусловленных трещинной структурой водовмещающих отложений, термальные воды распространены также и в палеозойском фундаменте.

Температура подземных вод всех водоносных комплексов в пластовых условиях изменяется в широком диапазоне. Основной закономерностью распределения температур подземных вод в осадочном чехле Западно-Сибирского мегабассейна является их нарастание от периферийных районов к центральным, связанное с погружением водоносных комплексов и толщ. Диапазон изменения температур в изучаемом регионе в кровле составляет для апт-альб-сеноманских отложений 50 °С, для неокомских – около 100 °С, юрских – до 140 °С. В подошве юрских отложений в наиболее погруженных частях бассейна могут встречаться перегретые термальные воды с температурой около 200 °С.

В пределах каждого комплекса происходит увеличение температур от кровли к подошве, определяемое его толщиной. Интенсивность нарастания температур с глубиной зависит как от экзогенных, так и от эндогенных факторов. В наиболее погруженных районах температура воды в пределах триас-юрских отложений изменяется от кровли к подошве от 120 до 180 °С, в пределах неокомских – от 70 до 110 °С и апт-альб-сеноманских – от 40 до 70 °С. В целом средние геотермические градиенты изменяются от 1,5-2 до 3,5 и более °С/100 м. Низкие значения средних геотермических градиентов (1,5-2,5 °С/100 м) характерны только для прибортовых частей бассейна (особенно восточной, приенисейской). В северной части Западно-Сибирского артезианского бассейна за фоновые величины можно принять значения от 3,0 до 3,5 °С/100 м, пониженные ниже 3,0 и повышенные более 3,5 °С/100 м.

Авторами предлагается технология разработки залежей с высоковязкой нефтью с применением геотермальной воды, которая реализуется следующим образом (рисунок 1, 2) [6].

Осуществляют разбуривание залежи с высоковязкой нефтью добывающими и нагнетательными скважинами.

В конструкции нагнетательных скважин 3 необходимо предусмотреть: направление 1, кондуктор 2, промежуточную колонну 3 и эксплуатационную колонну 4. Спуск и цементирование обсадных колонн необходимо производить согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Глубину и последующий спуск эксплуатационной колонны нагнетательной скважины необходимо предусмотреть таким образом, чтобы забой ее был закончен в горизонте с термальными водами 5, расположенными по геологическому разрезу ниже пласта с высоковязкой нефтью 6 (рисунок 1).

После проведения комплекса работ, связанным со спуском и цементированием обсадных колонн, нагнетательную скважину перфорируют в интервалах с термальными водами, а также в пласте с высоковязкой нефтью.

Затем в интервале пласта с высоковязкой нефтью 9 проводят комплекс работ по гидравлическому разрыву пласта с закачкой расклинивающего материала (например, проппанта) в создаваемые технологические трещины 7. Проведение гидравлического разрыва пласта в нагнетательной скважине необходимо для увеличения приемистости скважины в интервале пласта.

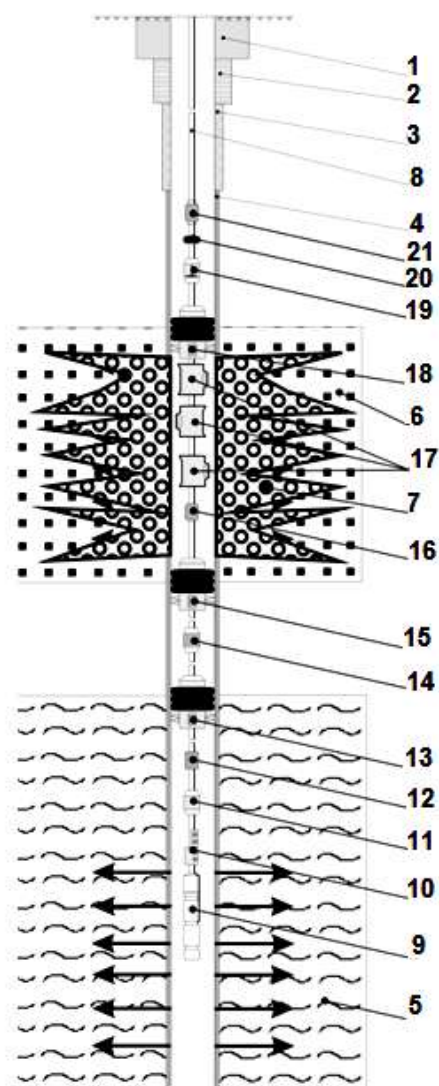


Рисунок 1. Конструкция и оборудование нагнетательной скважины

После этого в нагнетательную скважину 3 спускают колонну насосно-компрессорных труб 8, на которой спущены (снизу-вверх) насос 9 с кабелем, указатель повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде насоса 10, сбивной клапан 11, посадочный ниппель 12 для установки пробок-заглушек, пакер механического действия 13, циркуляционный клапан 14, пакер упорный 15 с гидравлическим якорем, посадочный ниппель для скважинного штуцера 16, комплект скважинных камер с клапанами для закачки воды 17, пакер упорный 18, обратный клапан 19, разъединитель колонны НКТ 20, и температурный компенсатор 21.

Расстояние между пакерами 15 и 18 необходимо соблюсти таким образом, чтобы пакер 18 был расположен в скважине у кровли пласта с высоковязкой нефтью, а пакер 15 у подошвы пласта с высоковязкой нефтью. Пакер 13 необходимо установить у кровли горизонта с термальными водами.

В конструкции добывающих скважин необходимо предусмотреть: направление 22, кондуктор 23 и эксплуатационную колонну 24. Спуск и цементирование обсадных колонн необходимо производить согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Глубину и последующий спуск эксплуатационной колонны 24 добывающей скважины необходимо предусмотреть таким образом, чтобы забой ее был закончен на глубине 50-100 м ниже подошвы пласта с высоковязкой нефтью (т.е. предусмотреть зумпф). После проведения комплекса работ, связанным со спуском и цементированием обсадных колонн, добывающую скважину перфорируют в пласте с высоковязкой нефтью (рисунок 2).

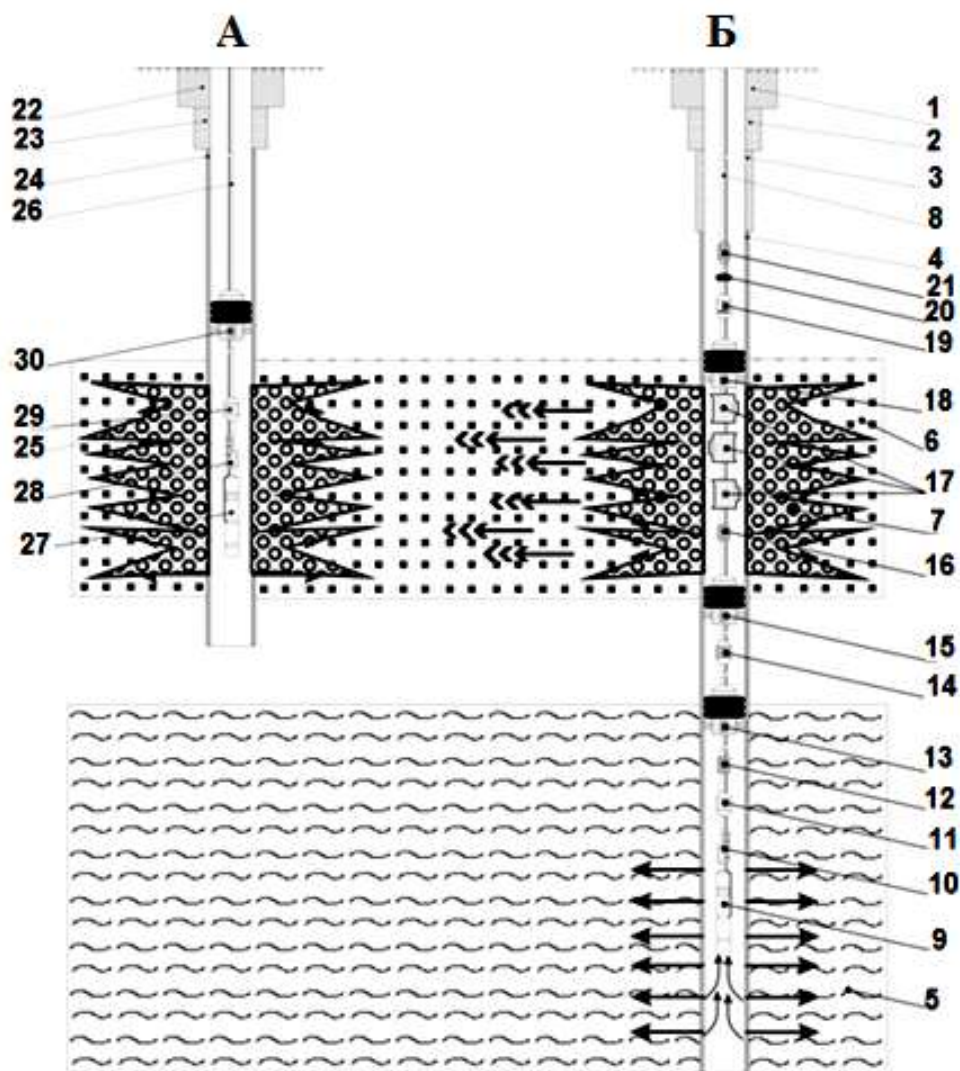


Рисунок 2. Конструкция и оборудование добывающей (А) и нагнетательной (Б) скважин

Затем в добывающей скважине в интервале пласта с высоковязкой нефтью проводят комплекс работ по гидравлическому разрыву пласта с закачкой расклинивающего материала в создаваемые технологические трещины 25.

После этого в добывающую скважину спускают колонну насосно-компрессорных труб 26, на которой спущены (снизу-вверх) электроцентробежный насос 27 с кабелем, указатель повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде ЭЦН 28, сбивной клапан ЭЦН 29 и пакер механического действия 30.

Нагнетательную скважину запускают в работу следующим образом.

После спуска колонны НКТ 8 с внутрискважинным оборудованием, производят распаковку пакера механического действия 13, затем пакеров упорных 15 и 18. Колонну НКТ 8 подвешивают в трубной головке фонтанной арматуры, размещенной на колонной головке. На трубной головке размещают фонтанную елку фонтанной арматуры.

Далее с применением канатно-кабельной техники на проволоке в сочетании с замком, грузовой штангой, механическим яссом и соединителем спускают пробку-заглушку до посадочного ниппеля 12, устанавливают пробку-заглушку и поднимают проволоку с замком, штангой и соединителем. После этого активируют циркуляционный клапан 14 и затрубное пространство заполняют межпакерной жидкостью определенной плотности, которая будет закачиваться между пакерами 13 и 15. После закачки необходимого объема межпакерной жидкости циркуляционный клапан 14 закрывают. Затем с применением канатно-кабельной

техники извлекают пробку-заглушку из посадочного ниппеля 12. Кабель насоса подключают к станции управления и скважину вводят в эксплуатацию.

В связи с тем, что в комплекте внутрискважинного оборудования на колонне НКТ предусмотрен обратный клапан, добываемые термальные воды горизонта не поднимаются на земную поверхность, а прокачиваются в пласт с высоковязкой нефтью через скважинные камеры с клапанами, что позволяет прогревать горную породу, снижать вязкость нефти и существенно облегчает движение последней к забоям добывающих скважин.

Добывающую скважину после установки пакера 30 вводят в эксплуатацию путем освоения и запуска в работу электроцентробежного насоса 28.

Предлагаемая технология разработки залежи с высоковязкой нефтью предполагает использовать тепловые свойства термальных вод, расположенных ниже по геологическому разрезу пласта с высоковязкой нефтью и закачивать их в продуктивный горизонт без подъема на земную поверхность с целью прогрева горной породы и снижения вязкости нефти, что существенно позволит облегчить добычу нефти добывающими скважинами, а также исключить применение оборудования для закачки химических реагентов (пар, газ, нагнетая вода, ПАВ и др.), устанавливаемого на земной поверхности.

Новизна технологии заключается в применении нового способа воздействия на пласт с высоковязкой нефтью, позволяющего использовать тепловые свойства термальных вод, закачивать их в продуктивный горизонт без подъема на земную поверхность с целью прогрева горной породы и снижения вязкости нефти, что существенно позволит облегчить добычу нефти добывающими скважинами, а также исключить применение оборудования для закачки химических реагентов (пар, газ, нагнетая вода, ПАВ и др.), устанавливаемого на земной поверхности.

#### Библиографический список

1. Шпуров И. В. Новая классификация запасов углеводородов – средство регулирования инновационного процесса в ТЭК / И. В. Шпуров // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 16. – С. 46-55.
2. Кругликов Н. М. Гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Н. М. Кругликов, В. В. Нелюбин, О. Н. Яковлев. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
3. Курчиков А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
4. Курчиков А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года.
6. Пат. 2669950 Российская Федерация, E21B 43/24 (2006.01), E21B 43/267 (2006.01). Способ разработки залежи с высоковязкой нефтью / Д. С. Леонтьев, А. Г. Пасынков, В. М. Александров и др. – № 2017146950; заявл. 28.12.2017; опубл. 17.10.2018, Бюл. № 29.

УДК 622.276.55:004.925.83(470.13)

#### **Комплексный подход к разработке Ярегской площади Ярегского месторождения на основе 3D геологического моделирования**

Ямскава И. А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Ухта, РК, РФ

Уникальность Ярегского месторождения заключается не только в применяемых способах разработки (термощахтный способ и метод SAGD) и физико-химических свойствах УВ (плотность и вязкость), но также в геологических особенностях строения залежи. При достаточно высоких значениях пористости (26 %) и проницаемости (до 2Д) продуктивный пласт характеризуется сложным тектоническим строением, полным или частичным

размывом продуктивных отложений, наличием непостоянной по площади и разрезу «переходной зоны».

Наличие густой сети тектонических нарушений, с одной стороны, позволяет ускорить процесс распространения теплоносителя по пласту и увеличить охват пласта дренированием, но, с другой стороны, осложняет разработку месторождения за счет прорывов пара и пластовой воды в горные выработки. Таким образом, возникает необходимость ограничения закачки пара на разрабатываемых площадях, что приводит к недостижению запланированных показателей по добыче нефти, увеличиваются объёмы откачки жидкости, возникает необходимость проведения работ по изоляции мест прорыва пара и воды, что в свою очередь приводит к снижению экономической эффективности разработки месторождения.

Без проведения дополнительных исследований, используя имеющуюся исходную информацию, актуализирована геологическая модель двух уклонных блоков 1-3Д север и 1-3Д юг для решения следующих задач:

- ✓ оценка рисков заложения эксплуатационных панелей в зонах предполагаемых тектонических нарушений;
- ✓ оптимизация конфигурации блоков и сетки подземных скважин;
- ✓ снижение рисков подтопления и прорывов пара в горные выработки;
- ✓ снижение инвестиционных и операционных затрат;
- ✓ индивидуальный подбор конструкций скважин (протяженность обсадки и цементирования 114 мм ОК);
- ✓ планирование доизучения геологического строения восточной части залежи;
- ✓ сопровождение работ на этапе промышленной эксплуатации уклонных блоков.

Для работы выбраны эксплуатационные блоки нефтешахты № 1 1-3Д север и 1-3Д юг (рисунок 1), находящиеся в стадии строительства (горноподготовительные работы). Блок 1-3Д юг: по ходу идёт строительство панели, по уклону завершается строительство НПП. Блок 1-3Д север: по обоим забоям ведётся строительство НПП.

Согласно ПТД 2015 года выбрана одногоризонтная система разработки, при которой пар в продуктивный пласт поступает и распределяется через подземные паронагнетательные скважины, пробуренные из буровой галереи.

Продуктивный пласт III состоит из отложений джьерского и старооскольского горизонтов (рисунок 2). Джьерский горизонт характеризуется литологической неоднородностью, а кровля старооскольских отложений в разной степени размыта. Геологическое строение продуктивной толщи осложнено густой сеткой тектонических нарушений. Средняя глубина залегания продуктивного пласта составляет 180 м.

Эксплуатационные блоки 1-3Д север и 1-3Д юг расположены в водонефтяной зоне продуктивного пласта. Линейные размеры обоих объектов ~ 1440x800 м. В геологическом плане рассматриваемая территория имеет ступенчато-блоковое строение с падением пласта в северо-восточном направлении. Особенности структурно-тектонического каркаса обуславливают различное гипсометрическое положение водонефтяного контакта, которое изменяется от -55,5 до -65 м по скважинным данным.

Эффективность разработки уклонного блока напрямую зависит от следующих факторов:

- ✓ максимально точно подсчитанные геологические запасы УВ;
- ✓ успешное строительство подземных и поверхностных скважин;
- ✓ оценка рисков при наличии геологических осложнений;
- ✓ минимизация капитальных и операционных затрат.

Трёхмерная цифровая геологическая модель – естественная составляющая технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождения.

Процесс создания трёхмерной цифровой геологической модели состоит из ряда последовательных этапов, представляющих собой относительно устойчивую и

регламентированную схему действий:

1. Сбор и систематизация исходной информации.
2. Структурно-тектоническое моделирование:
  - детальная корреляция разрезов скважин;
  - создание модели разломов;
  - увязка стратиграфических границ с поверхностями тектонических нарушений.
3. Создание 3D-грида, литологическое моделирование:
  - учёт закономерностей осадконакопления при «нарезке» слоев;
  - осреднение скважинной информации;
  - распределение коллекторов в межскважинном пространстве.
4. Петрофизическое моделирование:
  - расчет кубов свойств (коэффициентов пористости и нефтенасыщенности).
5. Подсчет начальных геологических запасов нефти.

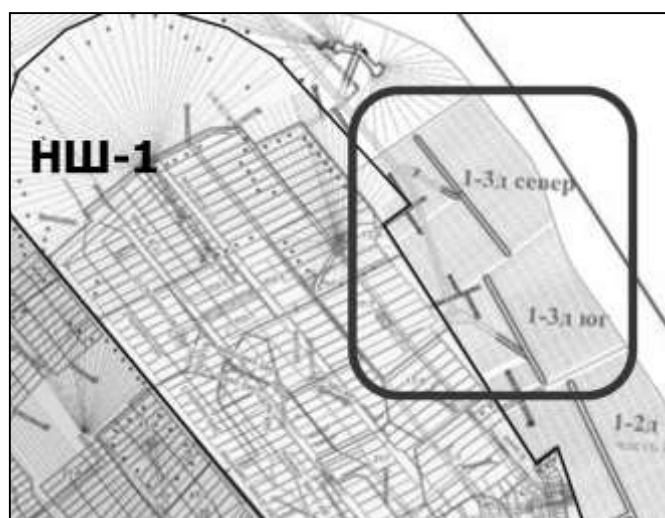


Рисунок 1. Схема расположения уклонных блоков 1-3Д север и 1-3Д юг

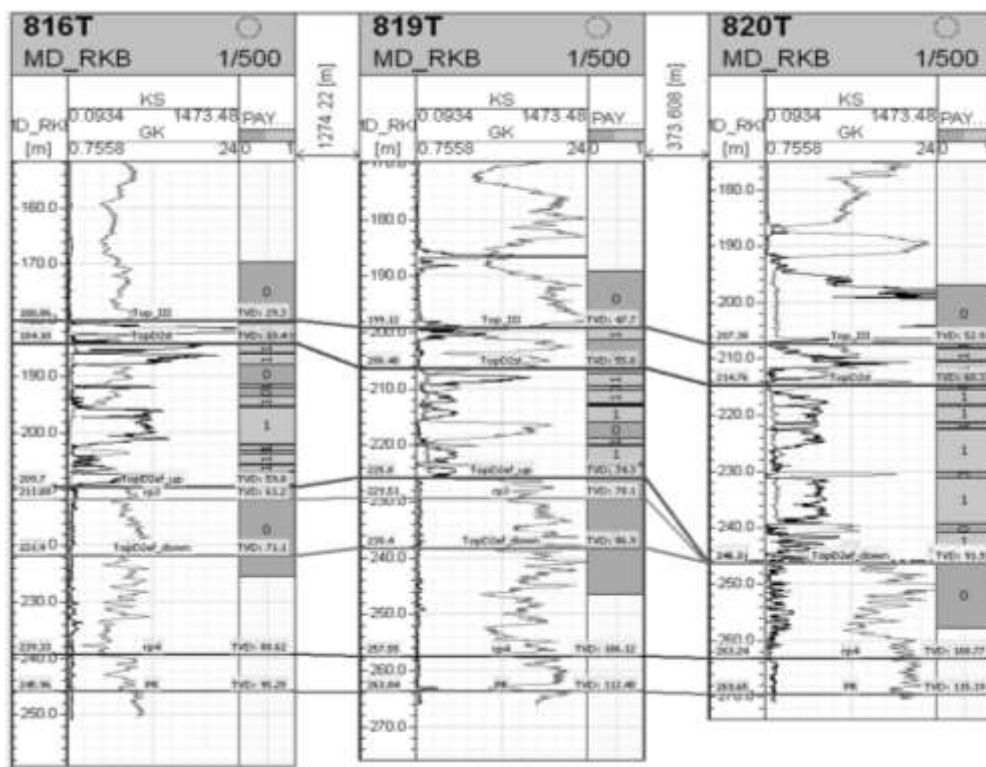


Рисунок 2. Пример детальной корреляции разрезов скважин

По сравнению с ОПЗ 2012 года на моделируемом участке залежи новой информации не появилось. Но была подготовлена (оцифрована) литолого-тектоническая схема НШ-1, не используемая ранее. Также основной упор делался на скважины построенные компанией МИРЕКО (9 шт.) – разведочные на титановую руду, которые бурились до фундамента с комплексом ГИС, достаточным для проведения детальной корреляции и выделения продуктивных прослоев.

На основе имеющейся информации прямыми и косвенными методами выделены амплитудные тектонические нарушения. К прямым методам относятся оцифровка ЛТС и зарисовок горных выработок, детальная корреляция разрезов скважин (рисунок 3). К косвенным – анализ гипсометрического положения одновозрастных отложений по скважинам.

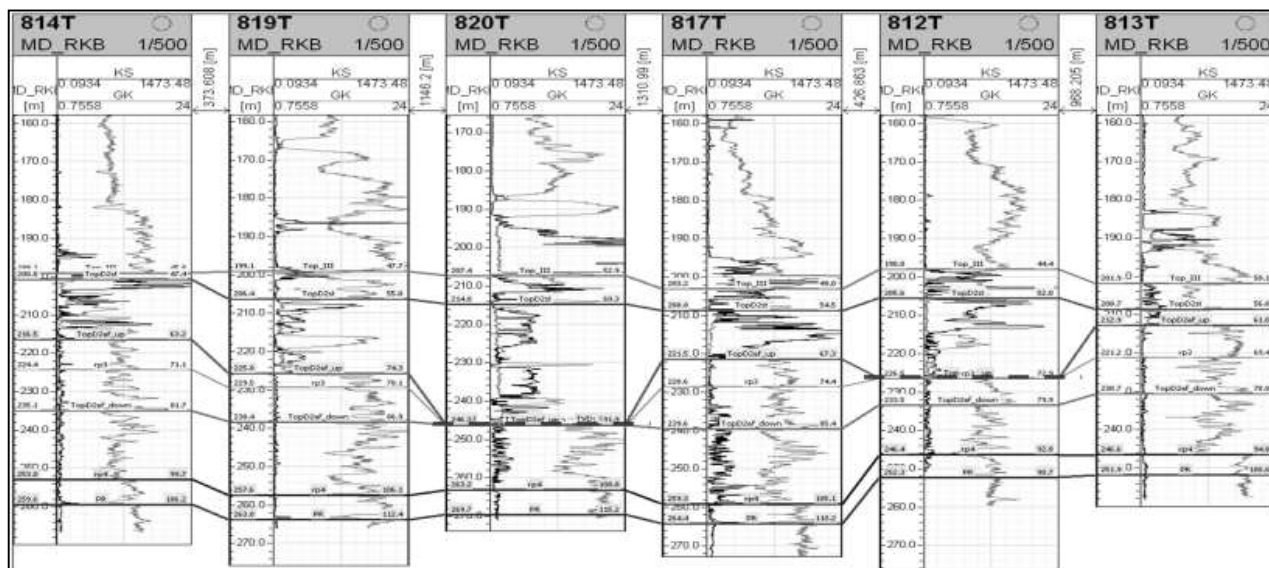


Рисунок 3. Детальная корреляция разрезов скважин

По результатам анализа структурных построений можно сказать, что разломы, осложняющие продуктивный пласт в районе блоков 1-3Д север и 1-3Д юг являются малоамплитудными от 3 до 7 м.

Параметрическое моделирование происходит с использованием детерминистского метода, который способен обеспечить геологически и статистически достоверное распределение ФЕС в продуктивных пластах, при созданной концептуальной модели месторождения (рисунок 4).

На основе полученной модели произведен подсчет запасов объемным методом.

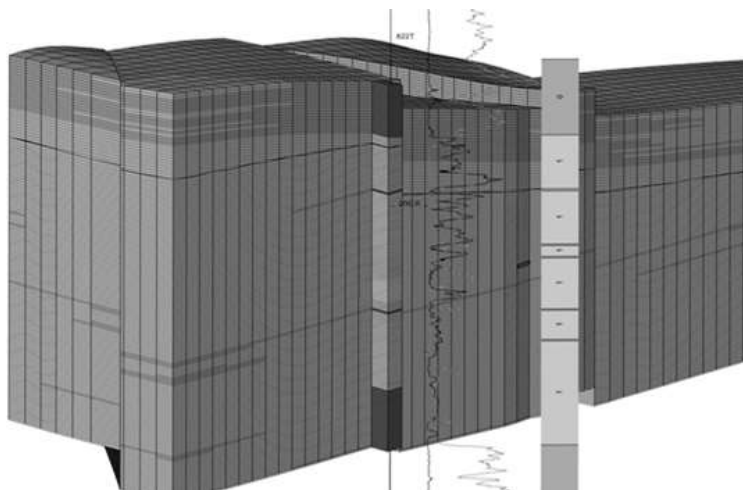


Рисунок 4. Пример параметра литологии



С целью снижения рисков пересечения подземных выработок с тектоническими нарушениями и сокращения затрат на горноподготовительные работы предлагается изменить конфигурацию эксплуатационных панелей и сетки разбуривания (рисунок 5).

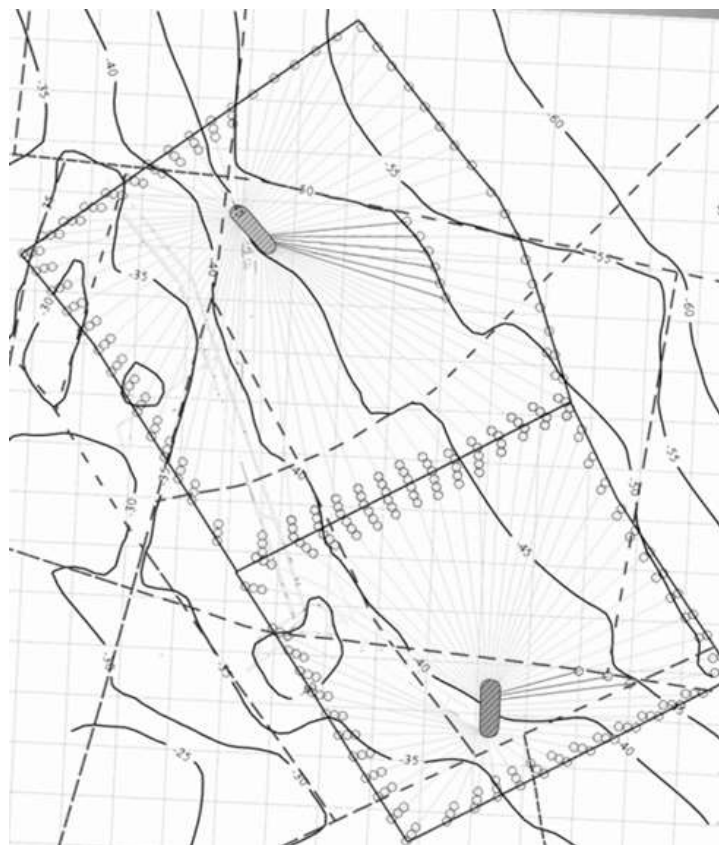


Рисунок 5. Схема с предложенной конфигурацией уклонных блоков

Данное изменение позволит сократить проходку на 2,4 тыс. м, а подземное бурение увеличить на 29,8 тыс. м. При этом длина подземных скважин увеличивается с 300 м (согласно проекту) до 650 м (максимальная длина).

В предложенной схеме скважины размещались таким образом, чтобы расстояние в плане между забоями составляло 50 м. А по вертикали между стволами скважин выдерживался интервал до 4-5 м. Так была выбрана критическая абсолютная отметка кровли коллектора для расположения 2-х скважин по вертикали равная – 50 м (рисунок 6).

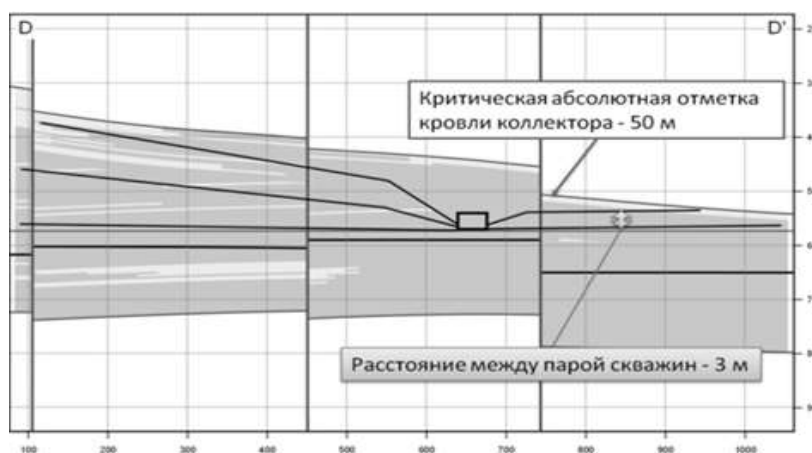


Рисунок 6. Схема расположения подземных скважин, 1-3Д север

Актуализированная структурно-тектоническая модель продуктивного пласта позволит более детально подойти к выбору конфигурации сетки разбуривания уклонов 1-3Д север,

1-3Д юг и, соответственно, обеспечить эффективное бурение подземных скважин, предусматривающее максимально полный охват продуктивного массива и исключая бесперспективные зоны (рисунок 7).

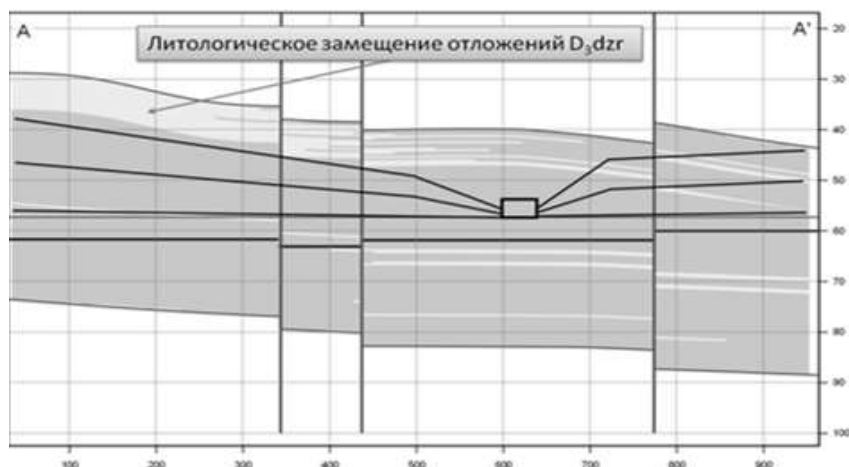


Рисунок 7. Схема расположения подземных скважин, 1-3Д юг

Необходимо отметить, что подобная конфигурация и сетка разбуривания не является финальным результатом работы. Это максимально возможный вариант по протяженности подземных скважин. В перспективе следует рассмотреть варианты с уменьшением количества паронагнетательных скважин (через куст), с изменением траекторий подземных скважин с целью сокращения объемов подземного бурения. Все варианты необходимо просчитать в гидродинамическом симуляторе, провести анализ технико-экономических показателей и выбрать рациональный вариант для разработки уклонных блоков.

В северной части уклонного блока 1-3Д север нефтенасыщенные толщины достигают 10 м (рисунок 8), но из-за углов наклона подземных скважин и положения эксплуатационной панели нет возможности расположить по вертикали пару скважин. Предлагается проработать вопрос ОПР по проведению ПЦО в данном секторе (рисунок 8).

Достоверность геологической модели напрямую зависит от количества и качества исходной информации. Так в восточной части рассматриваемого района из-за невозможности отвода земель под строительство поверхностных скважин имеется дефицит исходных данных. При разбуривании района скв. 819Т необходимо прописать гамма-каротаж для уточнения геологического строения данного сектора и проработать вопрос о возможности проведения ГИС методами сопротивления, чтобы исключить вероятность вскрытия водонефтяной зоны с низкими сопротивлениями.

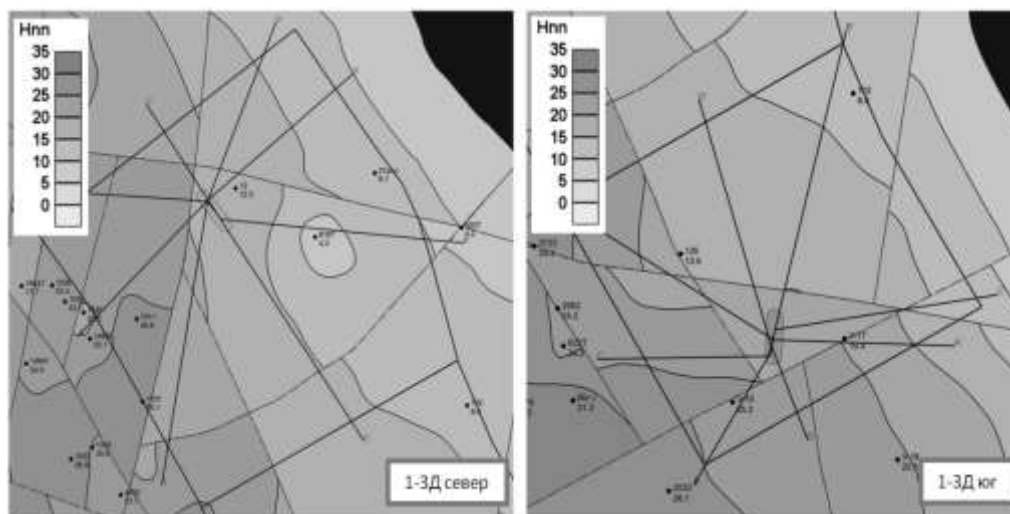


Рисунок 8. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин

Во избежание разогрева массива вблизи горных выработок, выполняется цементирование обсадной колонны на расстояние 50-150 м. Выделены потенциальные области потери теплоносителя, которые необходимо учитывать при расчете протяженности обсадки и цементирования 114 мм ОК.

Существенная доля инвестиционных затрат связана с горноподготовительными работами. Оптимизировав конфигурации уклонных блоков 1-3Д север и 1-3Д юг, были снижены риски осложнений в результате подтопления и прорывов пара в горные выработки. Также предложенный в работе вариант позволит сократить затраты на 226 млн руб., в т. ч. по блоку 1-3Д север на 180 млн, по блоку 1-3Д юг на 46 млн, а также ускорить ввод данных блоков в разработку на 1 год относительно ССП 19-21, тем самым увеличив объемы добычи нефти в период «налогового окна».

Проведена оценка возможных осложнений в ходе разработки рассматриваемых уклонных блоков. За осложнения принимаются негативные факторы, связанные с особенностями геологического строения, которые способны повлиять на эффективность разработки уклонных блоков, и которые можно спрогнозировать по результатам трехмерного геологического моделирования (рисунок 9).

На рисунке 9 бледно-красным выделена область расположения уклонов 1-3Д север, 1-3Д юг, северного вентиляционного и откаточного штреков над зоной прогрева. Требуется рассмотреть возможность применения подземно-поверхностной системы за счет паронагнетательных скважин блока 1-Т9 (1025-1031бис), для ускорения выработки запасов фронтальной части блока. Таким образом, разработка данного участка будет вестись по комбинированной системе, включающей в себя все плюсы одногоризонтной и подземно-поверхностной систем разработки.

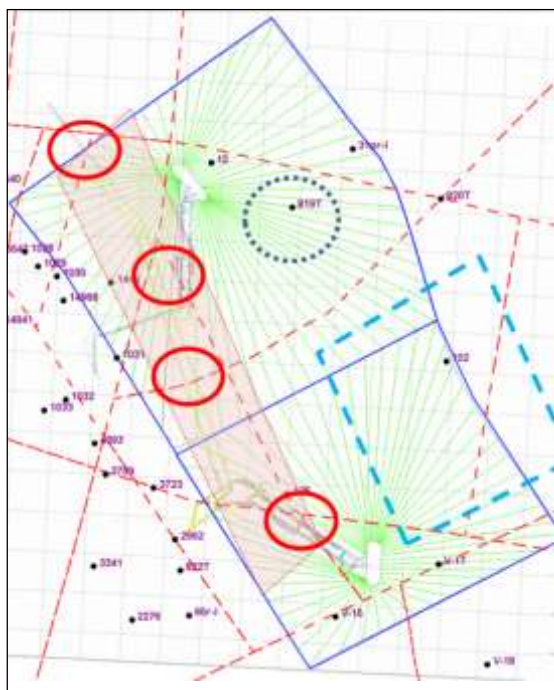


Рисунок 9. Схема уклонных блоков с зонами возможных «осложнений»

Красным отмечены зоны возможных осложнений, связанных с наличием тектонических нарушений: вывалы, прорывы пара. При эксплуатации горных выработок необходимо предусмотреть изоляцию трещин, уменьшение шага крепи.

Синим и голубым выделены области геологической неопределенности, связанной с влиянием скв. 819Т и отсутствием исходной информации. Требуется проведение геофизических исследований скважин (гамма-каротаж, методы сопротивления) при разбуривании данных секторов. Для исключения неэффективного бурения необходимо актуализировать ГМ по мере поступления новых данных.

С учетом всех выявленных особенностей геологического строения района работ возникает риск недостижения запланированных уровней добычи, что обусловлено следующими факторами:

- ✓ отсутствие ОПР по испытанию одногоризонтной системы разработки с протяженностью подземных скважин более 300 м;
- ✓ ограничение темпов закачки пара в западной части блоков из-за возможного влияния на микроклимат подводящих выработок туффитового горизонта.

#### **Выводы**

По результатам выполненной работы можно сделать следующие основные выводы:

1. Трехмерное геологическое моделирование позволило выявить зоны предполагаемых тектонических нарушений;
2. Выделены зоны потенциальных вывалообразований и прорывов пара;
3. Выявлена область неопределенности нефтенасыщенных толщин. Предлагается проведение комплекса ГИС при строительстве подземных скважин для уточнения геологического строения;
4. На основе полученных результатов работы предлагается изменить конфигурацию горных выработок и сетку разбуривания уклонных блоков;
5. Реализация данных предложений позволит сократить затраты на горноподготовительные работы в уклонных блоках 1-3Д север, 1-3Д юг на 226 млн руб., а также ускорить ввод данных блоков в разработку на 1 год относительно ССП 19-21, тем самым увеличив объемы добычи нефти в период «налогового окна»;
6. Предлагается проработать вопрос ОПР по проведению ПЦО в ряде подземных скважин восточной части блока 1-3Д север;

Необходимо обеспечить постоянную актуализацию 3Д ГМ в ходе строительства подземных скважин.

УДК 622.276.65-026.732

#### **Совершенствование информационного обеспечения для создания численной модели фильтрации высоковязкой нефти в неоднородных коллекторах**

Дуркин С. М. (durkin@bk.ru), Трухонин К. А. (kirill.trukhonin@yandex.ru)  
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

В процессе разработки залежей высоковязких нефтей тепловыми методами воздействие теплоносителями (горячей воды и пара) производится не только на высокопроницаемые (коллектор), но также и на низкопроницаемые породы (неколлектор). Однако, в процессе геолого-гидродинамического моделирования, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-неколлекторов не учитываются, что оказывает значительное влияние на показатели разработки месторождения.

Влиянию теплового воздействия на фильтрационно-емкостные свойства горных пород посвящено множество работ. Их результаты очень сильно варьируются: от отсутствия влияния температурного воздействия на ФЕС до значительного влияния.

Результаты зависят, в основном, от литологического состава, используемого оборудования, качества проведения экспериментов и др. Необходима также качественная подготовка образцов и флюидов для проведения исследований. В некоторых работах даже утверждается, что изменение ФЕС вызвано исключительно погрешностью измерений.

Кратко опишем наиболее часто встречающиеся тенденции изменения ФЕС при нагреве горных пород.

При нагреве пород происходит их тепловое расширение, что приводит к снижению пористости из-за расширения матрицы. Вследствие этого, снижается и проницаемость пород.

Снижение пористости может происходить также из-за повышения сжимаемости пород при нагреве.

Некоторые глинистые породы, как известно, набухают при взаимодействии с водой, что приводит к снижению пористости и проницаемости. Степень снижения зависит от минерального состава этих пород и свойств флюида.

Известно также, что глинистые породы являются цементирующим веществом для песчаников и других горных пород. В процессе нагрева такого неоднородного по составу скелета порода начинает трескаться из-за различий в коэффициентах теплового расширения. Кроме того, некоторые глинистые породы при нагреве до 150-200 °С испытывают необратимое разрушение их структуры, что приводит к значительному увеличению пористости и проницаемости [1, 2].

Таким образом, возможное увеличение ФЕС низкопроницаемых горных пород может значительно влиять на технологические показатели разработки.

Исходя из вышесказанного, была поставлена задача – оценить изменение ФЕС пород-неколлекторов после прокачки теплоносителя (горячая вода и пар) на технологические показатели разработки.

Для проведения экспериментов по исследованию влияния температуры теплоносителя на ФЕС горных пород использовалась фильтрационная установка «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т». Низкопроницаемые горные породы были представлены аргиллитами и алевролитами.

Общая схема проведения эксперимента состоит в следующем (рисунок 1):

1. Образцы керна фотографировались и помещались в насыпную модель пласта (1).
2. Засыпался песок фракции 0,1-0,25 мм на всю длину модели, образец помещался в центр модели.
3. Модель на входе присоединяется к парогенератору и манометру подводящими трубками (2).
4. На выходной торец (3) устанавливается трубка для выхода прокачиваемого теплоносителя.
5. Термопары (4) установлены на входе и выходе из модели, а также в центре модели для контроля температуры в модели.
6. После прогрева модели через образцы прокачивалась горячая вода (80 °С и пар с температурой 150-200 °С в течение 120 минут).
7. После прокачки образцы высушивались в сушильном шкафу и фотографировались. Высушенные образцы повторно измерялись на приборе ПИК-ПП.



Рисунок 1. Схема проведения экспериментов по прокачке теплоносителя

Насыпная модель пласта представляет собой металлическую трубу с резьбой на концах, к которым прикручиваются концевые заглушки с разъемами для фитингов для подвода флюидов в модель [3].

Для определения ФЕС горных пород до и после прокачки теплоносителя использовался автоматизированный прибор ПИК-ПП (рисунок 2).

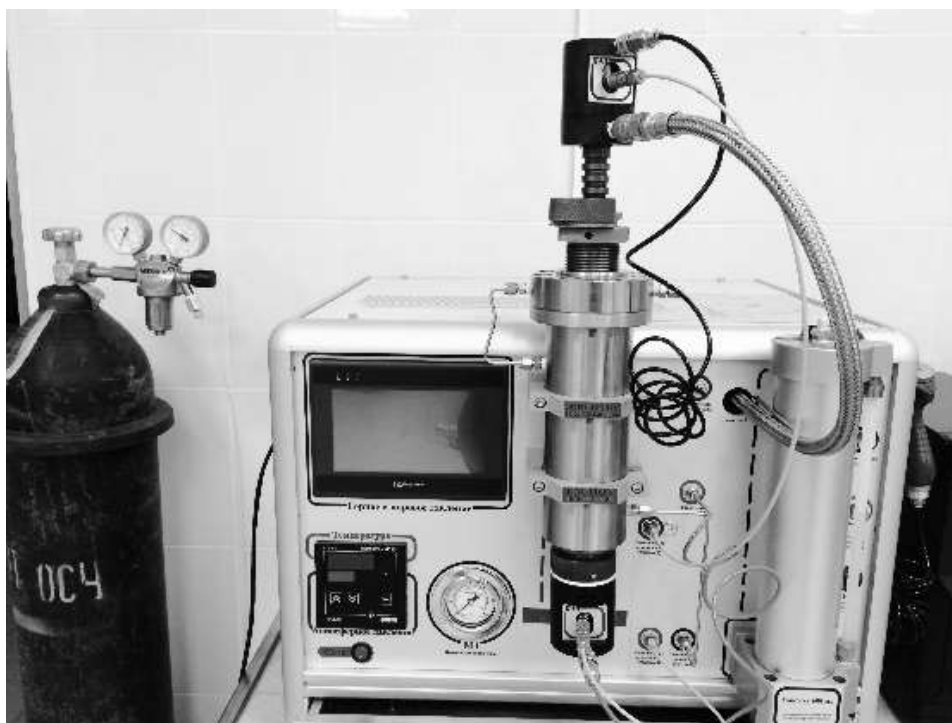


Рисунок 2. Прибор для определения пористости и проницаемости ПИК-ПП (АО «Геологика»)

На рисунках 3-6 показано сравнение измерений ФЕС до и после прокачки теплоносителя.

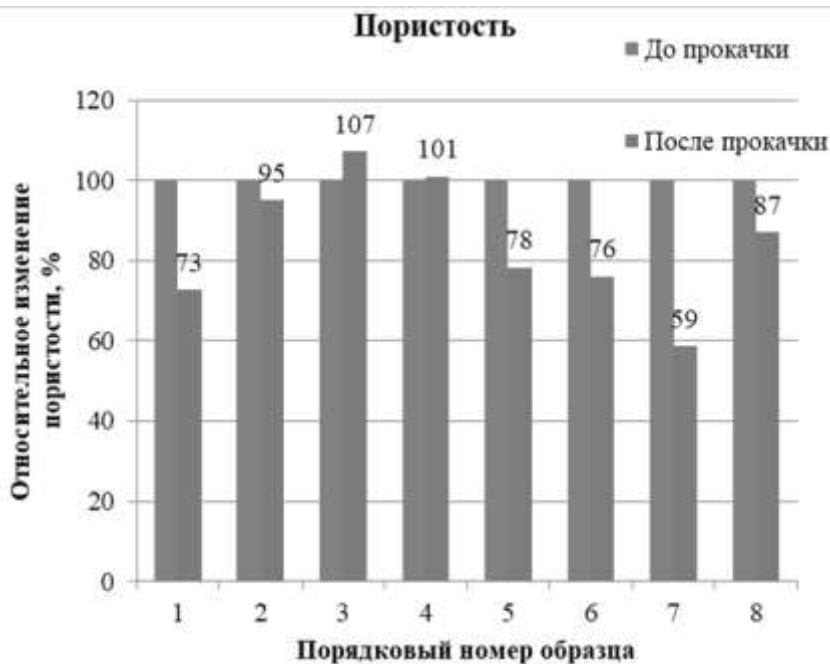


Рисунок 3. Сравнение пористости до и после прокачки горячей воды ( $t=80\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Как видно из рисунка 4, у образцов наблюдается заметное снижение пористости. Это можно связать с набуханием глинистых минералов и, соответственно, снижением порового объема.

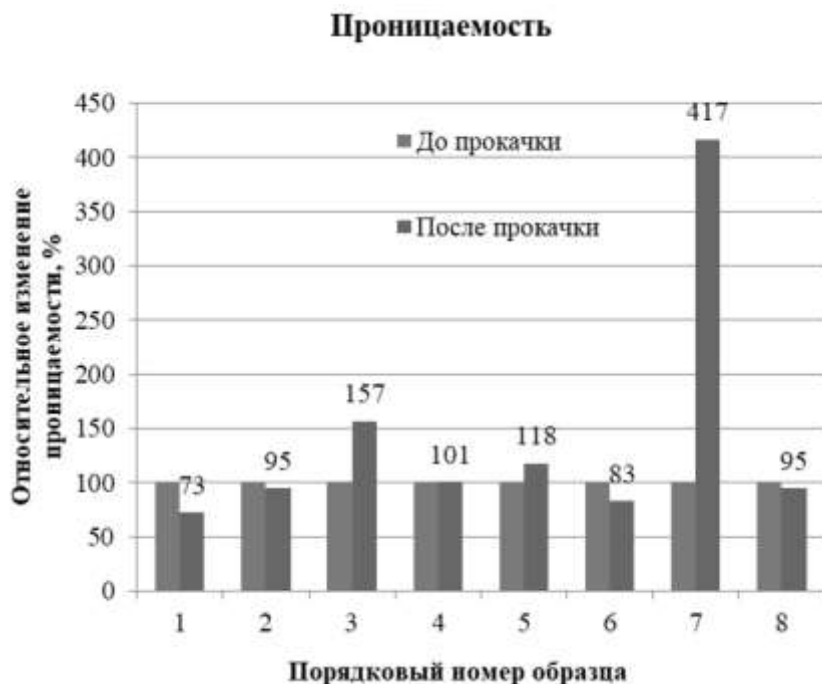


Рисунок 4. Сравнение проницаемости до и после прокатки горячей воды ( $t=80\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Для проницаемости наблюдается разнонаправленное изменение (как повышение, так и понижение). Для образца 7 наблюдается кратный рост проницаемости (4,17 раза).

Для прокатки пара ( $t=200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) на рисунках 4 и 5 приведены аналогичные гистограммы.



Рисунок 5. Сравнение пористости до и после прокатки пара ( $t=200\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Как видно из рисунка 5, для пористости наблюдается разнонаправленное изменение.

Как видно из результатов, для проницаемости изменение достигает в разы. У образца 16 (не показан) наблюдалось образование сквозной трещины, при этом проницаемость увеличилась в 65 раз.

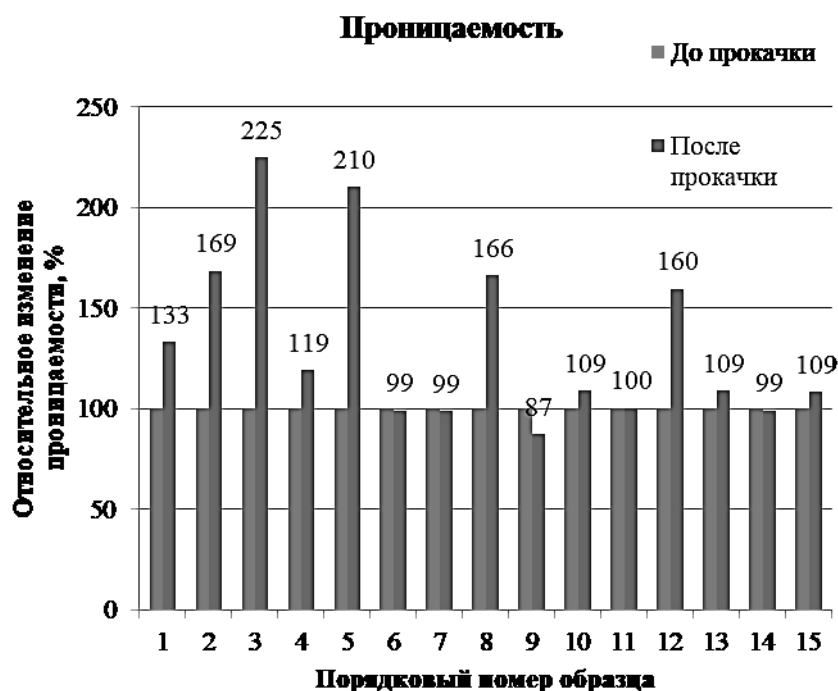


Рисунок 6. Сравнение проницаемости до и после прокачки пара ( $t=200\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Таким образом, можно сделать вывод об изменении ФЕС низкопроницаемых пород с ростом температуры. Для некоторых образцов обнаружено кратное повышение ФЕС, связанное с образованием новых и повышением раскрытости старых трещин. Наибольшее изменение ФЕС наблюдается после прокачки пара с  $t=200\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Далее проводилось численное моделирование с учетом результатов физического моделирования с целью учесть ФЕС и их изменение на показатели разработки Ярегского месторождения в симуляторе Tempest More.

Существующие методы моделирования не учитывают ФЕС низкопроницаемых пород (неколлектор). В этой работе производился расчет технологических показателей разработки по трем вариантам (рисунок 7).

Варианты		1	2	3
Учет	Фильтрационно-емкостные свойства	-	-	+
	Конвективная составляющая	-	-	+
	Теплопроводная составляющая	-	+	+
	Теплофизические свойства	-	+	+

Рисунок 7. Варианты учета неколлектора в численной модели

В 1 варианте неколлектора представлялись нулевыми ячейками. Во 2 варианте неколлекторам присваивалась нулевая пористость для учета механизма теплопроводности (опция Stars). В 3 варианте неколлекторам присваивались фильтрационно-емкостные свойства согласно результатам лабораторных исследований для учета теплопроводной и конвективной составляющих.

На рисунке 8 показаны результаты расчетов по закачке пара по трем вариантам.

Таким образом, представленные тестовые расчеты показывают, что учет изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-неколлекторов позволяет существенно повысить приемистость скважин при тепловом воздействии.



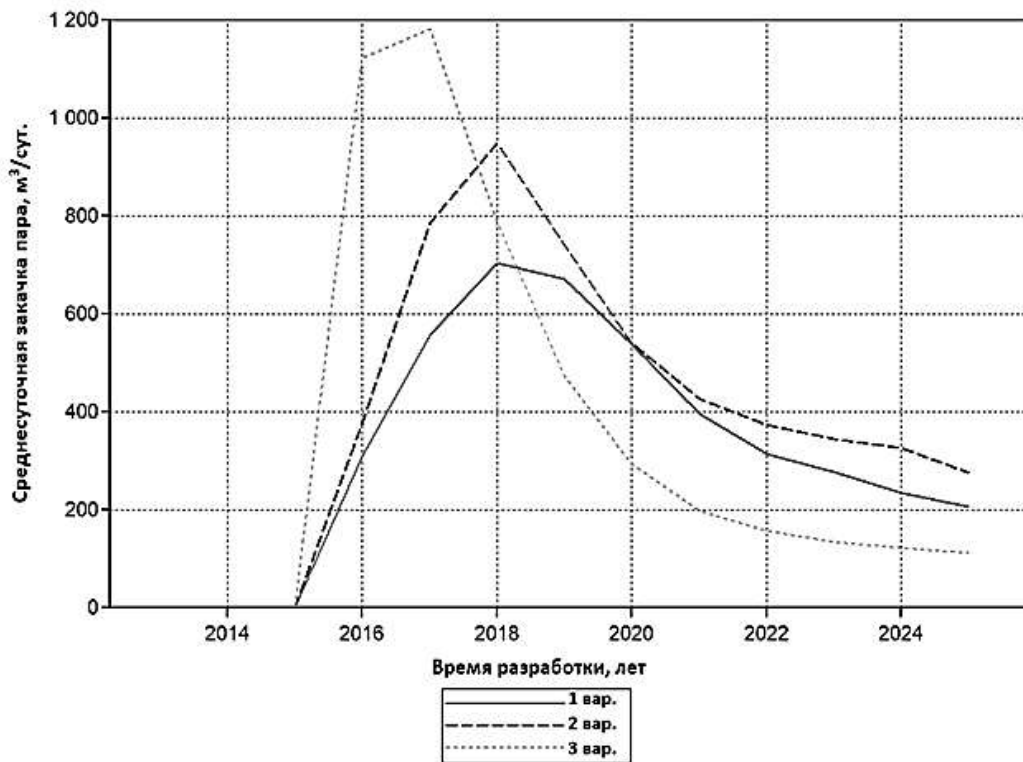


Рисунок 8. Результаты тестовых расчетов по среднесуточной закачке пара по трем вариантам

Основной вклад вносит именно учет изменения ФЕС пород-неколлекторов – 3-й вариант отличался от 2-го только тем, что породам-неколлекторам дополнительно задавалась проницаемость согласно результатам лабораторных экспериментов.

На рисунке 9 показаны результаты расчетов по среднесуточной добыче нефти по трем вариантам.

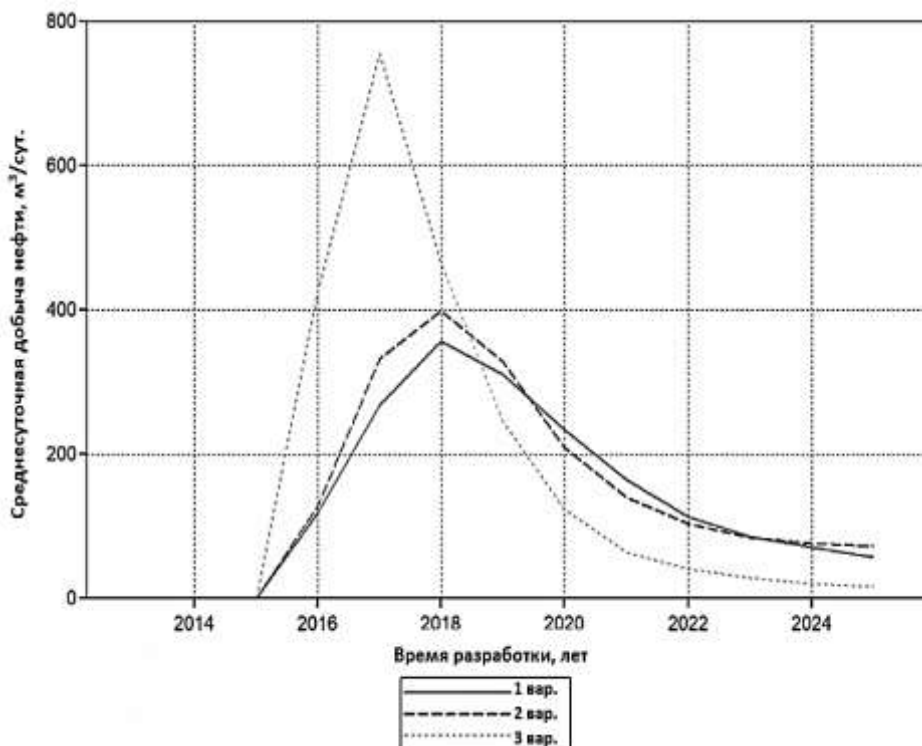


Рисунок 9. Результаты тестовых расчетов по среднесуточной добыче нефти по трем вариантам

Опираясь на полученные результаты, стоит отметить, что, несмотря на низкие фильтрационно-емкостные свойства пород неколлекторов, за счет совместного механизма конвекции и теплопроводности (3 вариант) достигаются более высокие технологические показатели [4].

Пренебрежение фильтрационными характеристиками пород неколлекторов для рассмотренных вариантов приводит к отклонению, как по текущим, так и по накопленным показателям не менее чем на 25-30 %.

Таким образом, учет ФЕС низкопроницаемых пород (неколлекторы) является актуальной проблемой для месторождений, разрабатываемых тепловыми методами.

Библиографический список

1. Осипов В. И. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств / В. И. Осипов. – М.: ГЕОС. – 2013. – 578 с.
2. Ржевский В. В. Основы физики горных пород / В. В. Ржевский, Г. Г. Новик. – 3-е. изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 390 с.
3. Установка для исследований керна для высокотемпературных исследований в кислотостойком исполнении «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» (2 фазы). Руководство по эксплуатации. – Новосибирск: ЗАО «Геологика», 2014.
4. TEMPEST MORE 6.6 Руководство пользователя.

УДК 622.27:330.322.5

### **Диагностика эффективности буровых работ в России**

Павловская А. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Нефтегазовый сервис – один из важнейших локомотивов для перевода экономики страны с сырьевой направленности в сферу высоких технологий. Сегодня сервисные компании являются одними из главных движущих сил инновационного развития ТЭК в России. Их основная задача – обеспечить стабилизацию добычи в старых нефтеносных провинциях и ускорить вовлечение в разработку нерентабельных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Развитие нефтегазового сервиса является особенно актуальной проблемой в настоящее время в связи с работой нефтегазового комплекса в условиях санкций, предъявленных к нефтяным компаниям России Европейским союзом и США.

К основным направлениям рынка нефтегазового сервиса относятся геологоразведка, сейсморазведка, геофизические работы; бурение и сопровождение бурения; текущий и капитальный ремонт скважин; работы по созданию инфраструктуры; услуги технологического и общего транспорта.

Нефтегазовый сервис в России развивается на основе аутсорсинга, который является одной из наиболее успешных форм организации бизнеса в современной экономике. Аутсорсинг содействует оптимизации деятельности предприятий за счет сосредоточения усилий на главном предмете деятельности и передачи непрофильных активов, функций и корпоративных ролей внешним специализированным компаниям.

Сегодня на российском рынке нефтесервисных услуг доминируют пять крупнейших нефтесервисных компаний с полным спектром оказания нефтесервисных услуг: ООО «Интегра» – 6 %, ООО «Буровая компания «Евразия» – 13 %, Schlumberger, Halliburton и Сибирская Сервисная Компания. На долю нефтесервисных услуг, оказываемых в рамках российских ВИНК (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «АНК «Башнефть» и др.), приходится около 45 % российского рынка нефтесервисных услуг. Крупнейшим поставщиком услуг из независимых нефтесервисных компаний является ООО «Буровая Компания «Евразия» (13 %), которая была образована из нефтесервисных подразделений ОАО «НК «Лукойл» в ноябре 2004 года. На долю крупнейших зарубежных компаний

(Haliburton, Weatherford и Schlumberger) приходится порядка 18 % российского рынка.

Наибольший сегмент рынка нефтегазового сервиса приходится на бурение нефтяных и газовых скважин. С целью восполнения извлекаемых в течение года объемов нефти и газа, и увеличения разведанных нефтяных и газовых ресурсов, исходя из необходимого обеспечения ежегодного прироста запасов и создания новых производственных нефтегазодобывающих мощностей, объемы разведочного и эксплуатационного бурения в последние годы имеют тенденцию к увеличению.

Объемы проходки по нефтяным компаниям за 2009-2016 годы представлены в таблице 1, а структура объема проходки – в таблице 2. Объем проходки в динамике за 7 лет увеличился с 14467,8 тыс. м в 2009 г. до 23113,2 тыс. м в 2015 г., т. е. на 8645,4 тыс. м или в 1,6 раза и до 25789 тыс. м в 2016 г., т. е. на 11321,2 тыс. м или в 1,8 раза.

Объем проходки в эксплуатационном бурении в 2017 г. составил 27,6 млн м, в разведочном бурении – 990000 м, суммарный объем проходки – 28,59 млн м. Увеличение проходки по сравнению с 2016 годом составило 10,9 %.

Наибольший объем проходки в 2015 г. и в 2016 г. приходится на ПАО «НК «Роснефть» – 29,6 % и 36,9 % соответственно, на ПАО «Сургутнефтегаз» – 19,6 % и 18,2 %, на ПАО «Лукойл» – 14,0 % и 10,8 % и на ПАО «Газпром-нефть» – 12,7 % и 10,4 % соответственно. В ПАО «НК «Роснефть» в 2015 г. по сравнению с 2014 г. проходка увеличилась на 1658 тыс. м или на 32,1 %, введено в эксплуатацию 1839 новых скважин, что на 15 % превышает показатель 2014 г. В 2016 г. проходка увеличилась на 2696,9 тыс. м, т. е. на 39,5 %.

По прогнозу специалистов RPI [1] объем разведочного бурения в 2017-2021 гг. ожидается на уровне 850-900 тыс. м. в связи с освоением новых месторождений в Восточной Сибири, а также доразведки традиционных месторождений в Западной Сибири.

Таблица 1

**Динамика объема проходки по нефтяным компаниям за 2009-2016 годы**

Компания	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПАО «ЛУКОЙЛ»	2444,5	2385,2	2608,6	3583,5	3752,6	3999,4	3236,0	2781
ПАО «НК «Роснефть»	2615,2	2873,5	3520,6	4128,4	5956,8	5173	6831,3	9528,2
ПАО «Газпром нефть»	2175,5	2616,8	2272,7	2464,4	2930,1	2772	2944,1	2692,5
АО «Сургутнефтегаз»	3839,9	4429,8	2746,6	4909	5158,7	4306,1	4535,1	4697,3
ПАО «Татнефть»	441,3	490,9	509	520,9	452	410,4	924,4	929,7
ПАО «АНК «Башнефть»	256,2	240,7	148,1	81	148,5	348,2	478,5	564,2
ПАО «НГК «Славнефть»	768,3	973,3	796,4	688,4	1034	1165,2	1341,8	1084,7
ПАО «НК «РуссНефть»	183,8	334,4	574,3	389,6	369,7	424,8	305,9	371,6
Нефтяные компании, проходка всего	14095,3	16063,7	17163,5	18503,5	19802,4	18599,1	20597,1	22649,2
Прочие компании	372,5	1223,7	1591,5	2036,8	1768,9	2112,1	2516,1	3139,9
Итого	14467,8	17287,4	18755	20540,3	21571,3	20711,2	23113,2	25789,1

Таблица 2

**Структура объёма проходки по нефтяным компаниям за 2009-2016 годы, %**

Компания	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПАО «ЛУКОЙЛ»	16,9	13,8	13,9	17,4	17,4	19,3	14,0	10,8
ПАО «НК "Роснефть»	18,1	16,6	18,8	20,1	27,6	25	29,6	36,9
ПАО «Газпром нефть»	15	15,1	12,1	12	13,6	13,4	12,7	10,4
АО «Сургутнефте- газ»	26,5	25,6	14,6	23,9	23,9	20,8	19,6	18,2
ПАО «Татнефть»	3,1	2,8	2,7	2,5	2,1	2,0	4,0	3,6
ПАО «АНК «Башнефть»	1,8	1,4	0,8	0,4	0,7	1,7	2,1	2,2
ПАО «НГК «Славнефть»	5,3	5,6	4,2	3,4	4,8	5,6	5,8	4,2
ПАО «НК «РуссНефть»	1,3	1,9	3,1	1,9	1,7	2,1	1,3	1,4
Нефтяные компании, проходка всего	97,4	92,9	91,5	90,1	91,8	89,8	89,2	87,8
Прочие компании	2,6	7,1	8,5	9,9	8,2	10,2	10,8	12,2
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100

Наибольший объём разведочного бурения среди нефтяных компаний до 2014 г. приходился на ПАО «Лукойл» (23,3 % в 2014 г.). Объём проходки в ПАО «Лукойл» уменьшился в 2015 г. по сравнению с 2014 г. на 19,1 %, а в 2016 г. – на 14,1 % по сравнению с 2015 г.

Увеличение объёма проходки в ПАО «Роснефть» в 2013 г. на 44,3 % по сравнению с 2012 г. произошло за счёт присоединения к ПАО «Роснефть» в 2013 г. Тюменской нефтегазовой компании.

В таблице 3 представлена динамика финансовых результатов по крупнейшей буровой компании России ООО «БК «Евразия» за 2013-2017 годы. Прибыль от продаж в динамике за 5 лет уменьшилась с 11626171 до 11034799 тыс. руб., т. е. на 5,10 %. Чистая прибыль за этот период времени незначительно увеличилась с 9358845 тыс. руб. до 9437243 тыс. руб., т. е. на 0,84 %. Уменьшение прибыли от продаж в ООО «БК «Евразия» произошло за счёт опережения темпов снижения выручки от продаж за рассматриваемый период (89,7 %) темпов снижения себестоимости буровых работ (88,7 %).

Таблица 3

**Динамика финансовых результатов ООО «БК «Евразия» за 2013-2017 годы, тыс. руб.**

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выручка	74000406	67449769	60401391	63592601	66382952
Себестоимость	59662650	54018374	48969498	49039405	52747135
Валовая прибыль	14337756	13431395	11431893	14553196	13635817
Управленческие расходы	2711585	2821479	2569939	2557407	2601018
Прибыль от продаж	11626171	10609916	8861954	11995789	11034799
Доходы от долевого участия в деятельности других организаций	235	292	40	-	-
Проценты к получению	506614	864111	1090927	1085048	1596206

продолжение таблицы 3

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Проценты к уплате	622003	519095	620259	671064	538415
Прочие доходы	3661262	3383501	6222882	1911653	2490770
Прочие расходы	3373276	3144794	2324151	5143533	2705653
Прибыль до налогообложения	11799003	11193931	13231393	9177893	11877707
Текущий налог на прибыль	2460958	2158508	1608089	461096	1219538
Изменение отложенных налоговых обязательств	59130	474279	736292	1420651	1072332
Изменение отложенных налоговых активов	79942	42148	901	114239	91059
Прочее	12	9931	818	93	239053
Чистая прибыль	9358845	8613223	10887095	7410292	9437243

Таблица 4

**Динамика финансовых результатов ООО «Газпром Бурение» за 2013-2017 годы, тыс. руб.**

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выручка	57688426	56562324	64223612	64412760	67128799
Себестоимость	48883844	50894545	56475965	55209080	55923700
Валовая прибыль	8804582	5667779	7747647	9203680	11205099
Управленческие расходы	2466393	2342360	2399402	2329552	2028160
Прибыль от продаж	6338189	3325419	5348245	6874128	9176939
Проценты к получению	74676	82141	262984	475536	317657
Проценты к уплате	94883	222789	1375472	523345	390827
Прочие доходы	772075	1623146	558430	366029	596058
Прочие расходы	1597892	2809781	2737370	2381431	1187069
Прибыль до налогообложения	5492165	1998136	2056817	4810917	8512758
Текущий налог на прибыль	887491	407359	0	481564	2373809
Изменение отложенных налоговых обязательств	552820	114241	969177	934019	945920
Изменение отложенных налоговых активов	93313	297193	274045	275858	-395840
Прочее	648161	12303	-9234	13545	-3560
Чистая прибыль	3497006	1761426	1109417	3650021	6597626

Таблица 5

**Динамика финансовых результатов ООО «РН-Бурение» за 2013-2017 годы, тыс. руб.**

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выручка	34846119	34441360	29544300	66339619	81015503
Себестоимость	31922479	31233655	27234486	64127911	78958717
Валовая прибыль	2923640	3207705	2309814	2211708	2056786
Управленческие расходы	1835298	1949251	2012014	3095952	3085409
Прибыль от продаж	1088342	1258454	297800	- 884244	- 1028623
Проценты к получению	68374	286514	749240	120744	288676
Проценты к уплате	147731	1212093	865574	349074	2199476
Прочие доходы	374261	605982	913469	679645	622255

продолжение таблицы 5

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Прочие расходы	707721	531348	930472	1351178	849330
Прибыль до налогообложения	675525	407509	164463	- 1784107	-3166498
Текущий налог на прибыль	217313	111889	0	0	0
Изменение отложенных налоговых обязательств	47667	1659	347584	1579443	164399
Изменение отложенных налоговых активов	24863	- 28539	228939	1742688	453004
Прочее	5071	3984	12178	96	- 2064
Чистая прибыль	525671	269406	57996	-1620958	- 2632138

В таблице 6 представлены результаты расчёта показателей эффективности буровых работ в ООО «БК «Евразия» за 2013-2017 годы.

Таблица 6

**Оценка эффективности буровых работ в ООО «БК «Евразия» за 2013-2017 годы**

Год	Рентабельность продаж ( $P_{п}$ ), %	Рентабельность строительства скважин ( $P_{пр}$ ), %	Рентабельность реализованной продукции ( $P_{рп}$ ), %	Рентабельность производственной деятельности ( $P_{пд}$ ), %
2013	15,7	18,6	12,7	15,0
2014	15,7	18,7	12,8	15,2
2015	14,7	17,2	18,0	21,1
2016	18,9	23,3	11,7	14,4
2017	16,6	19,9	14,2	17,1

Рентабельность продаж увеличилась с 15,7 % до 16,6 %, т. е. на 0,9 %. Рентабельность строительства скважин увеличилась с 18,6 % до 19,9 %, т. е. на 1,3 %. Тенденция увеличения характерна и для показателей рентабельности реализованной продукции – с 12,7 % до 14,2 %, т. е. на 1,5 % и рентабельности производственной деятельности – с 15,0 % до 17,1 %, т. е. на 2,1 %.

В таблицах 7 и 8 представлена динамика показателей эффективности буровых работ по буровым компаниям ООО «Газпром Бурение» и ООО «РН-Бурение» за 2013-2017 годы.

Таблица 7

**Показатели эффективности буровых работ в ООО «Газпром Бурение» за 2013-2017 годы**

Год	Рентабельность продаж ( $P_{п}$ ), %	Рентабельность строительства скважин ( $P_{пр}$ ), %	Рентабельность реализованной продукции ( $P_{рп}$ ), %	Рентабельность производственной деятельности ( $P_{пд}$ ), %
2013	11,0	12,3	6,1	6,8
2014	5,9	6,2	3,1	3,3
2015	8,3	9,1	1,7	1,9
2016	10,7	11,9	5,7	6,3
2017	13,7	15,8	9,8	11,4

Тенденция повышения эффективности буровых работ характерна и для ООО «Газпром Бурение». Рентабельность продаж увеличилась с 11,0 % в 2013 г. до 13,7 % в 2017 г., т. е. на 2,7 %, рентабельность строительства скважин – с 12,3 % до 15,8 %, т. е. на 3,5 %, рентабельность реализованной продукции и рентабельность производственной деятельности соответственно на 3,7 % и 4,6 %. В целом эффективность буровых работ в ООО «Газпром Бурение» в 2013 и 2016 годах находилась примерно на одном уровне, а в 2014 и 2015 годах – на значительно более низком уровне.

**Показатели эффективности буровых работ в ООО «РН-Бурение» за 2013-2017 годы**

Год	Рентабельность продаж ( $P_{п}$ ), %	Рентабельность строительства скважин ( $P_{пр}$ ), %	Рентабельность реализованной продукции ( $P_{рп}$ ), %	Рентабельность производственной деятельности ( $P_{пд}$ ), %
2013	1,7	3,2	1,5	1,6
2014	3,7	3,8	0,8	0,8
2015	1,01	1,02	0,2	0,2
2016	-1,33	-1,32	-2,44	-2,41
2017	-1,27	-1,26	-3,25	-3,21

В ООО «РН-Бурение» рентабельность буровых работ находится на самом низком уровне по сравнению с ООО «БК «Евразия» и ООО «Газпром Бурение». Рентабельность продаж уменьшилась с 1,7 % в 2013 г. до 1,01 % в 2015 г., рентабельность строительства скважин – с 3,2 % до 1,02 %, рентабельность реализованной продукции – с 1,5 % до 0,2 % и рентабельность производственной деятельности – с 1,6 % до 0,2 %. В 2016 г. в ООО «РН-Бурение» получен убыток в сумме 1620958 тыс. руб., который увеличился в 2017 г. до 2632138 тыс. руб.

Сравнительный анализ эффективности буровых работ показал, что в ООО «БК «Евразия» эффективность строительства скважин за весь рассматриваемый период находится на более высоком уровне по сравнению с ООО «Газпром Бурение» и ООО «РН-Бурение».

Результаты расчётов позволяют сделать вывод о снижении эффективности буровых работ за рассматриваемый период в ООО «РН-бурение». Одной из причин является предъявление санкций к нефтегазовому сервису и снижение мировых цен на нефть в период с 2014 по 2016 годы.

## Библиографический список

1. RPI: Российский рынок бурения в 2017 году: Рыночные перспективы и управленческие вызовы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/rpi/?lang=ru>
2. Павловская А. В. Нефтегазовый комплекс: экономические параметры, состояние и перспективы развития: монография / А. В. Павловская, О. В. Андрухова. – Казань: Бук, 2018. – 124 с.

УДК 622.24

**Исследование температурной зависимости вязкости буровых растворов с добавкой наночастиц оксида кремния**

Михиенкова Е. И.<sup>1</sup>, Минаков А. В.<sup>1,2</sup>, Пряжников М. И.<sup>1,2</sup>, Неверов А. Л.<sup>1</sup>, Жигарев В. А.<sup>1</sup>

*1 – Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, РФ*

*2 – Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, РФ*

**Аннотация.** В работе проведено экспериментальное исследование влияния температуры на реологию глинистых буровых растворов на водной основе с добавкой наночастиц SiO<sub>2</sub>. Массовая концентрация глины в растворах составляла 5 %, концентрация наночастиц варьировалась от 0,5 до 3 мас. %. Размер наночастиц SiO<sub>2</sub> составлял 10 нм. Измерения коэффициента вязкости проводились в широком температурном диапазоне.

**Введение.** Бурение более глубоких, длинных и сложных скважин стало возможным благодаря усовершенствованию технологий бурения, включая более эффективные и действенные буровые растворы. Буровые растворы добавляются в скважину для облегчения процесса бурения путем приостановки шлама, контроля давления, стабилизации обнаженной породы, обеспечения плавучести, охлаждения и смазки. Буровые растворы имеют важное значение для успеха бурения, благодаря как максимизации извлечения, так и минимизации

количества времени, необходимого для извлечения первой нефти.

Стоимость флюидной системы часто представляет собой одну из самых больших капитальных затрат при бурении нефтяной скважины. Для того чтобы уменьшить цену жидкостей и обеспечить эффективную программу бурения, жидкие свойства необходимо поддерживать непрерывно во время буровой работы. Кроме того, высокая температура и высокое давление, с которыми сталкиваются при бурении в сверхглубоких нефтяных и газовых скважинах, представляют собой серьезные проблемы для буровых растворов. Деградация буровых растворов в этих средах снижает эффективность бурения за счет замедления темпов проникновения и создает серьезные проблемы, что приводит к тому, что большая часть нефтеносного пласта остается непокрытой [1].

Компоненты буровых растворов со временем разлагаются при повышенных температурах: чем выше температура, тем выше скорость разложения. При определении температурной стабильности бурового раствора необходимо учитывать как температуру, так и скорость деградации при температуре. Критической температурой является та, при которой береговая замена деградировавшего материала становится экономически нецелесообразной, что обычно устанавливается опытом [2].

В данной работе проведено исследование буровых растворов на основе воды и бентонитовой глины с добавлением наночастиц  $\text{SiO}_2$ .

Бентонит используется промышленностью для выполнения множества работ [3]. Некоторые промышленные применения становятся очевидными из понимания состава и структуры бентонита, а также свойств, которые они создают. Бентониты рассеиваются в коллоидные частицы и, соответственно, обеспечивают большие площади поверхности на единицу массы глины. Эта большая площадь поверхности является основной причиной, почему бентонит так хорошо функционирует в стабилизирующих эмульсиях или в качестве среды для переноса других химических веществ.

Наночастицы – уникальное подмножество широкой области нанотехнологий, включают любой тип частиц, по крайней мере, с размером менее 500 нанометров. Ведутся исследования по разработке буровых растворов с измененными наночастицами и расширенными функциональными возможностями [4].

Влияние наночастиц проявляется при очень низких концентрациях и зависит от размера и материала наночастиц. Это дает возможность управлять свойствами буровых растворов. Поэтому изучение свойств буровых растворов с наночастицами является очень перспективным с практической точки зрения.

**Приготовление образцов и проведение эксперимента.** Буровой раствор приготавливался следующим образом. Порошок глины (бентонит ПБМА, Черногорское месторождение Красноярского края) добавлялся в дистиллированную воду, а затем этот раствор интенсивно перемешивался в течение 30 мин с помощью высокоскоростной мешалки OFITE 152-18 Prince Castle (20000 об/мин). После этого глинистая суспензия выдерживалась в течение двух суток для окончательного набухания глины. Далее необходимое количество наносуспензии, которая была приготовлена заранее, добавлялось в глинистую суспензию. Двухшаговый метод использовался для приготовления наносуспензий. Массовая концентрация глины в растворе составляла 5 %. Наносуспензии были приготовлены на водной основе с добавлением наночастиц  $\text{SiO}_2$  (ООО «Плазмотерм»). Средний размер  $\text{SiO}_2$  наночастиц составлял 10 нм. Диапазон массовых концентраций наночастиц в буровом растворе от 0,5 до 3 %.

Ротационные вискозиметры являются наиболее часто используемым инструментом исследования вязкости и реологии буровых растворов. Ротационный вискозиметр OFITE 900 использовался для исследования реологических свойств. Диапазон скоростей сдвига от 0,1 до  $1022 \text{ s}^{-1}$ . Погрешность измерения коэффициента вязкости не ниже 2 %. Измерения проведены в диапазоне температур от 298 К до 353 К.

**Результаты и обсуждение.** При помощи ротационного вискозиметра были получены зависимости коэффициента вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига (рисунок 1)



при комнатной температуре. С увеличением концентрации наночастиц коэффициент вязкости повышается. Значительное изменение коэффициента вязкости бурового раствора наблюдается уже при низких концентрациях наночастиц. Например, добавление наночастиц 0,5 % в буровой раствор увеличивает вязкость в 1,7 раза. Это практически не отражается на изменении плотности раствора, что очень важно для практического применения.

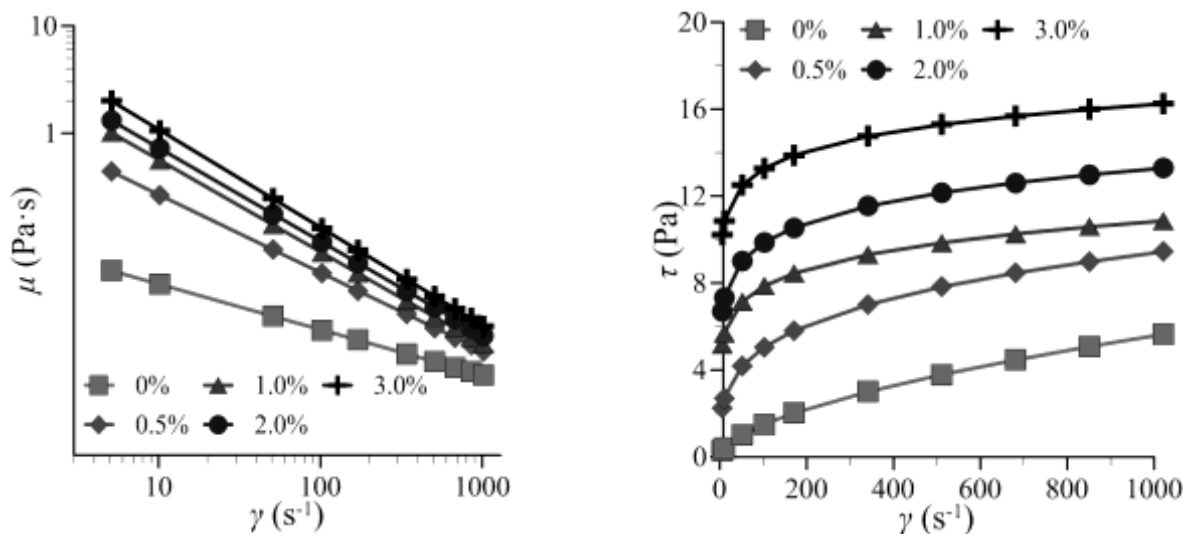


Рисунок 1. Зависимость коэффициента вязкости (слева) и напряжения сдвига (справа) буровых растворов от скорости сдвига при разной концентрации наночастиц SiO<sub>2</sub>

Базовый буровой раствор является неньютоновской жидкостью. Реология бурового раствора хорошо описывается степенным законом (коэффициент достоверности  $R^2=0.997$ ):

$$\mu = K \dot{\gamma}^n \quad (1)$$

где  $K$  – индекс консистенции (Па·с<sup>*n*</sup>),  $n$  – показатель поведения бурового раствора. При комнатной температуре индекс консистенции и показатель степени базового бурового раствора равны 0,104 Па·с<sup>*n*</sup> и 0,576 соответственно.

На рисунке 2 показано, что с ростом температуры вязкость бурового раствора растет. Добавка наночастиц приводит к еще большему росту вязкости и может достигать увеличения до 5 раз при больших концентрациях наночастиц и высоких температурах. Это может способствовать более эффективной очистке скважины от шлама [5].

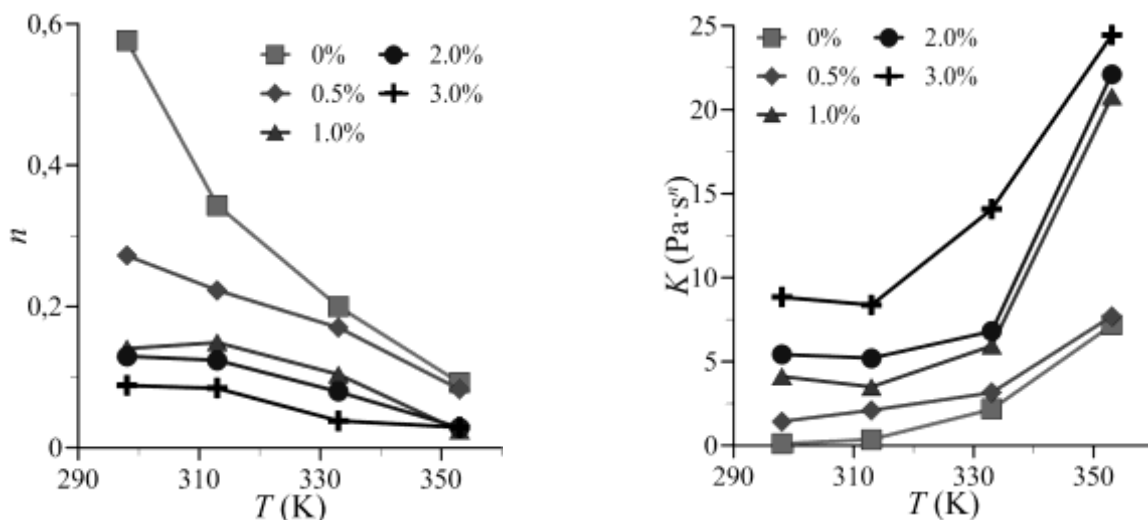


Рисунок 2. Зависимость показателя и индекса консистенции поведения буровых растворов от температуры

**Заключение.** В работе исследована зависимость вязкости глинистых буровых растворов на водной основе с добавкой наночастиц от температуры. Было показано значительное увеличение вязкости бурового раствора при добавлении наночастиц уже при низких концентрациях. Также показано, что приращение вязкости буровых растворов с добавкой наночастиц с ростом температуры уменьшается. При этом в отличие от суспензий с макро- и микроскопическими размерами частиц в наносуспензиях реологические параметры зависят от размеров и материала наночастиц и изменяются значительно уже при небольших их концентрациях. Это открывает широкую перспективу применения наночастиц для управления характеристиками буровых растворов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта № 17-79-20218.

Библиографический список

1. Devi Geetha. Experimental Investigation of Drilling Fluid Performance as Nanoparticles / Geetha Devi, Tariq Mohiuddin, Majid Al-Ruqeishi // World Journal of Nano Science and Engineering. – 2013.
2. Caenn Ryenn Composition and properties of drilling and completion fluids / Ryenn Caenn, H. C. H Darley, George R. Gray. – Oxford, 2011.
3. Scalf J. Introduction to Nanoparticle Characterization with AFM / J. Scalf, P. West // Pacific Nanotechnology. – 2006. – Vol. 16. – P. 1-8.
4. Minakov A. V. A study of the influence of nanoparticles on the properties of drilling fluids / A. V. Minakov, E. I. Mikhienkova, V. A. Zhigarev, A. L. Neverov, V. Ya. Rudyak // Colloid Journal. – 2018. – V. 80 (4). – P. 418-426.
5. Minakov A. V. The effect of nanoparticles additives in the drilling fluid on pressure loss and cutting transport efficiency in the vertical boreholes / A. V. Minakov, V. A. Zhigarev, E. I. Mikhienkova, A. L. Neverov, F. A. Buryukin, D. V. Guzei // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 171. – P. 1149-1158.

УДК 665.7.038.64

### **Влияние депрессорной присадки ДПН-1 на процесс образования АСПО из парафинистой Усинской нефти**

Яшин Л. В.<sup>1</sup>, Некучаев В. О.<sup>1</sup>, Михеев М. М.<sup>2</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

*2 – АО «Транснефть-Север», г. Ухта, РК, РФ*

Борьба с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в условиях крайнего севера достаточно актуальная проблема. Это явление вызывает увеличение вязкости жидкости, а также уменьшение проходного сечения труб НКТ и магистральных трубопроводов, что является причиной перегрузки насосов и выхода их из строя. Также скопившиеся на забое скважины парафины, смолы и асфальтены снижают её фильтрационные свойства, что снижает дебит. Есть много способов предотвращения выпадения АСПО и очистки уже образовавшихся соединений, такие как: химический (добавление хим. реагентов), термический (нагрев жидкости), механический (использование скребков и поршней) и физический (обработка ультразвуком и электромагнитным полем).

В данной статье рассматривается химический метод борьбы с образованием АСПО: добавление депрессорной присадки, которая снижает температуру застывания нефти. В условиях крайнего севера данная присадка обеспечивает подвижность нефти при экстремально низких температурах. Также некоторые присадки могут обладать и ингибируемыми свойствами, которые влияют на процесс образования АСПО. Явления, описанные выше, также могут использоваться при разработке месторождений с большим содержанием АСПО в нефти. Например, на Арчинском месторождении, где температура

застывания нефти была +12,5 °С. Транспорт нефти в зимний период был невозможен, а дебит скважины снижался. Но после ввода присадки линейное давление в трубопроводе уменьшилось с 55 кгс/см<sup>2</sup> до 13 кгс/см<sup>2</sup>, дебит скважины восстановился до 25 м<sup>3</sup>/сут., а также стала возможна перекачка нефти в зимний период [1].

Исходя из всего вышенаписанного, в данной статье ставятся следующая цель и задачи:

**Цель работы:**

Определить влияние депрессорной присадки ДПН-1 на процесс образования АСПО из парафинистой Усинской нефти.

**Задачи работы:**

- Экспериментально определить зависимость выпадения АСПО от наличия присадки и температуры переохлаждения относительно температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП);

- Модернизировать формулу определения выделения АСПО из нефти.

Обработка данных производилась при помощи следующих формул:

$$M_{\text{п}} = \frac{A \cdot t}{t + B} e^{-\frac{c}{\Delta T^2}}, \quad (1)$$

$$V_{\text{п}} = \frac{dM_{\text{п}}}{dt} = \left( \frac{A \cdot t}{t + B} e^{-\frac{c}{\Delta T^2}} \right)', \quad (2)$$

где  $M_{\text{п}}$  – вес АСПО,  $\frac{\text{г}}{\text{см}^2}$ ;

$t$  – время, ч;

$A, B, C$  – коэффициенты, зависящие от физико-химических свойств нефти, содержания парафина, температуры и скорости потока.

$V_{\text{п}}$  – скорость образования АСПО,  $\frac{\text{г}}{\text{см}^2 \cdot \text{ч}}$ . [2]

Скорость образования АСПО была получена дифференцированием по времени формулы для массы выпавших асфальтенов, смол и парафинов.

Измерения проводились на установке холодного стержня при температуре водяной бани 50 °С, а стержней 10, 20, 30 и 40 °С. Сам эксперимент длился полтора часа. Для оценки влияния присадки проводились эксперименты с Усинской и Чикшинской нефтями с присадками и без. Концентрация парафинов в них 4,4 % и 4,9 % соответственно, что при исследовании даст нам понятие о действии на коэффициенты других факторов, кроме содержания парафина. Ниже представлены результаты для первой нефти.

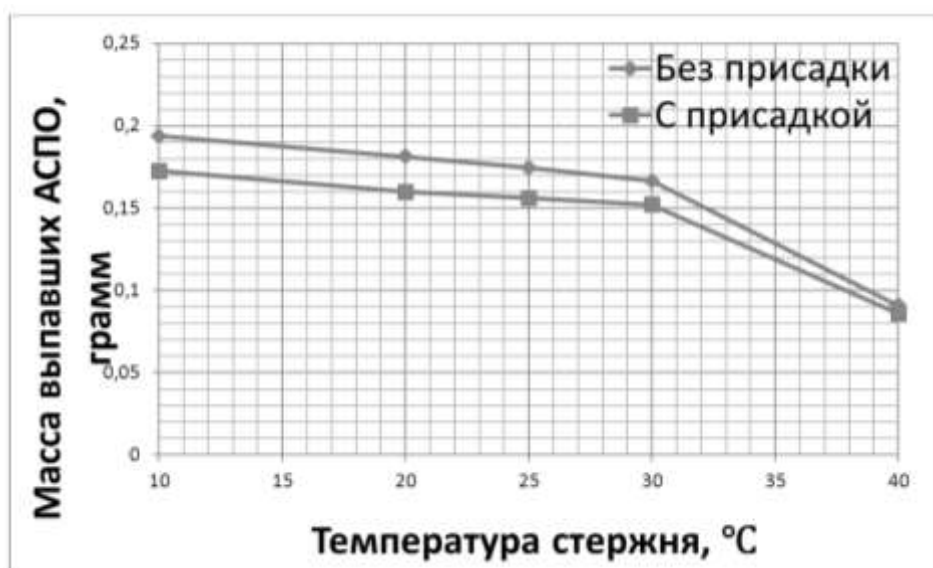


Рисунок 1. График зависимости массы выпавших АСПО от температуры стержня Усинской нефти

Как мы видим для температур ниже 30 °С влияние присадки наибольшее, чем при 40 °С и растёт с увеличением разницы температур относительно ТНКП.

Ингибирующая способность была оценена следующей формулой:

$$k = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100, \quad (3)$$

$k$  – коэффициент, показывающий ингибирующую способность присадки, %

$m_1$  – масса АСПО в нефти без присадки, г

$m_2$  – масса АСПО в нефти с присадкой, г

График зависимости влияния присадки на процесс образования АСПО от температуры стержня представлен на рисунке 2.

Как видно из графика коэффициент ингибирующей способности для 40 °С равняется 5,5 %, а для 10 и 20 °С равняется 10,88 и 11,85 % соответственно, что показывает усиление влияния присадки с увеличением разницы температур.

На рисунке 3 показаны результаты математической обработки.

Формулы, описывающие кривые, представлены дальше:

- Без присадки:

$$M_{\Pi} = \frac{0,035 \cdot t}{t + 0,8} e^{-\frac{80}{\Delta T^2}}, \quad (4)$$

$$V_{\Pi} = \frac{dM_{\Pi}}{dt} = \frac{0,028 \cdot t}{t^2 + 1,6 \cdot t + 0,64} e^{-\frac{80}{\Delta T^2}} \quad (5)$$

- С присадкой:

$$M_{\Pi} = \frac{0,035 \cdot t}{t + 0,8} e^{-\frac{80}{\Delta T^2}}, \quad (6)$$

$$V_{\Pi} = \frac{dM_{\Pi}}{dt} = \frac{0,034 \cdot t}{t^2 + 2 \cdot t + 1} e^{-\frac{80}{\Delta T^2}} \quad (7)$$

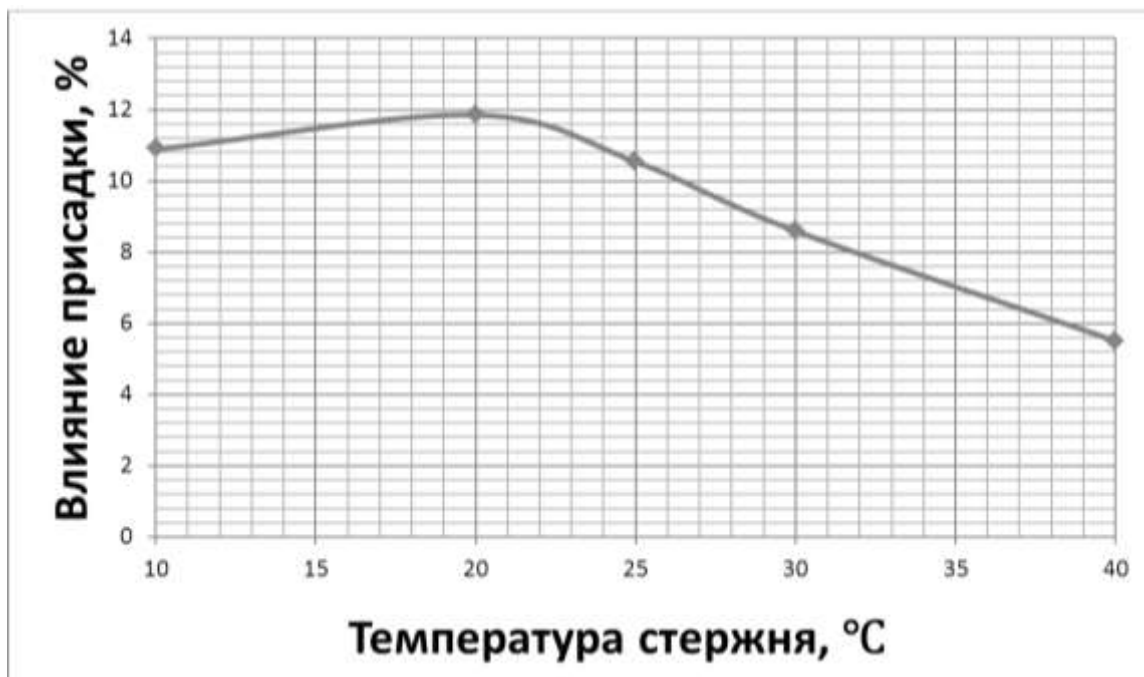


Рисунок 2. График зависимости ингибирующей способности от температуры стержня для Усинской нефти

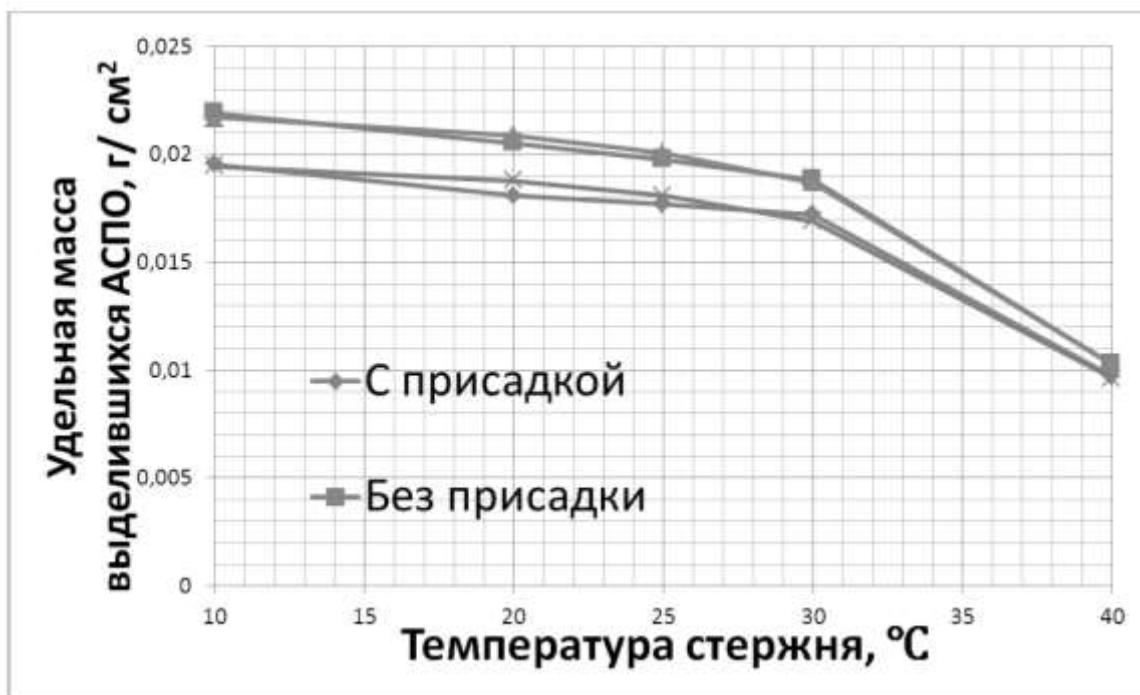


Рисунок 3. График зависимости массы, выделившейся на единице площади стержня от температуры стержня для Усинской нефти

Как мы видим, формула достаточно точно описывает кривую выпадения АСПО, за исключением 20 °С.

Теперь рассмотрим Чикшинскую нефть. На рисунке 4 показаны результаты измерений.

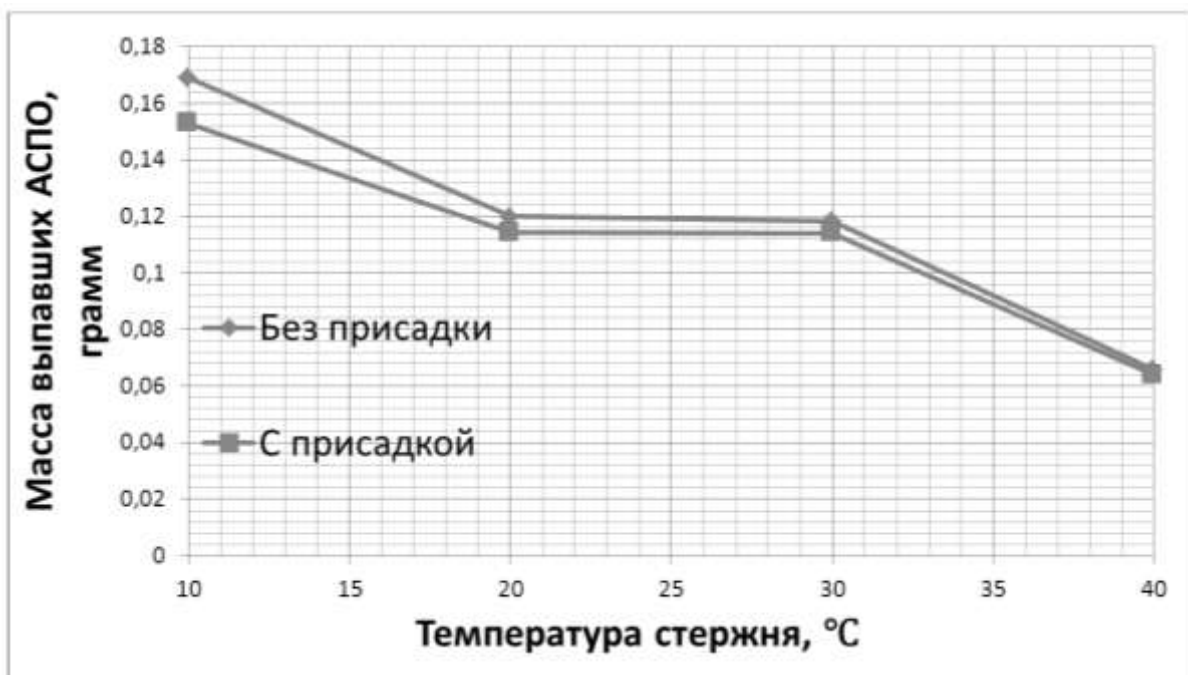


Рисунок 4. График зависимости массы выпавших АСПО от температуры стержня для Чикшинской нефти

Оценка ингибирующих способностей представлена далее.

На графике видно, что, как и в случае с Усинской нефтью, присадка оказывает всё большее влияние на нефть с увеличением разницы температуры относительно ТНКП. Влияние данной присадки на эту нефть является менее выраженным, чем для первой.

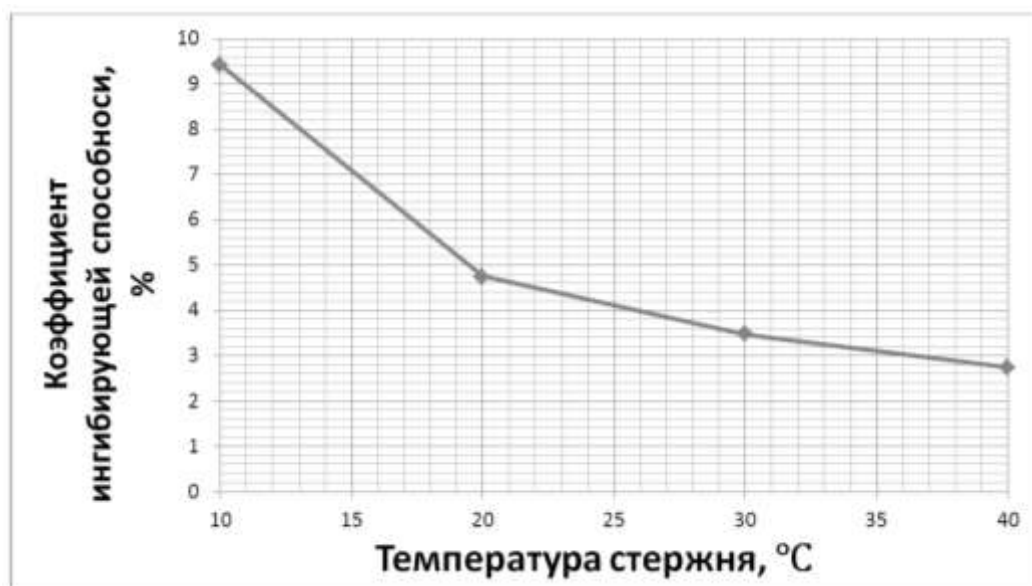


Рисунок 5. График зависимости ингибирующей способности от температуры стержня для Чикшинской нефти

На рисунке 5 видно, что график показывает схожую зависимость влияния присадки как в случае с Усинской нефтью. С увеличением температуры эта зависимость увеличивается.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

- Обнаружено влияние присадки ДПН-1 на процесс образования АСПО из парафинистой Усинской нефти, которое заключается в уменьшении их массы на поверхности «холодного стержня»;
- Модернизирована формула определения скорости выпадения АСПО на удельную площадь поверхности;
- Для нефти Чикшино также наблюдается схожее влияние присадки. За исключением того, что оно менее выражено, нежели в случае с Усинской нефтью.

Библиографический список

1. Трушин С. С. Ингибирующая присадка комплексного действия НХТ-И / С. С. Трушин, В. Я. Юшин, В. Е. Терентьев; под ред. Б. О. Скадченко. – 2005-2010.
2. Маркин А. Н. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти / А. Н. Маркин, С. В. Суховерхов // Вестник ДВО РАН. – 2011. – № 5. – С. 66-71.

УДК 622.276.65

### **Обоснование оптимальных параметров теплоносителя для добычи высоковязкой нефти для условий месторождения Самарской области**

Штробель Н. В., Шарифов А. Р., Шагиахметов А. М.

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ*

Закачка теплоносителя в пласт в условиях высоковязкой нефти связана с целым рядом технологических проблем: высокие энергозатраты на нагрев теплоносителя, потери тепла нагнетаемого агента при движении по стволу скважины, износ оборудования при работе в условиях высоких температур, образование эмульсий при подъеме пластовых флюидов на поверхность, необходимость применения специализированного оборудования для условий высоких температур. Также возникает сложность с подбором технологических параметров с учетом теплотерь, теплоизоляции оборудования и геолого-физических особенностей пласта. Для эффективного применения метода закачки теплоносителя в пласт требуется

анализ и учет всех вышеуказанных факторов.

В качестве критериев при нагнетании теплоносителя учитываются физико-химические свойства пластовых флюидов, свойства пород коллектора, пластовые характеристики, конструкция скважин. Ключевым фактором для закачки теплоносителя является степень снижения вязкости нефти при ее нагреве, определяемая по лабораторным исследованиям пластовых флюидов.

Цель данной работы является: повышение эффективности добычи высоковязкой нефти тепловыми способами.

Для решения данной задачи были поставлены следующие цели:

1. Анализ процессов, протекающих при добыче высоковязкой нефти, путем закачки в пласт теплоносителя;
2. Выведение критериев подбора оборудования для закачки теплоносителя;
3. Обоснование режимов закачки теплоносителя на примере изучаемого объекта;
4. Обоснование оборудования для добычи высоковязкой нефти.

Теплонесущая способность пара выше, чем горячей воды: при одной и той же температуре пар, кроме тепловой энергии, которую он может передать за счет охлаждения, обладает запасом энергии, высвобождаемой при фазовом переходе в жидкое состояние (конденсации). В этих условиях, очевидно, что чем выше сухость пара на забое скважины, тем большую тепловую энергию доставляет в пласт единица массы теплоносителя [1].

Для оценки эффективности закачки пара в скважину рассчитывают паро-нефтяное отношение (ПНО), характеризующее количество пара, которое необходимо закачать для добычи единицы нефти.

Объектом исследования является одно из месторождений высоковязких нефтей Самарской области. Вязкость нефти в пластовых условиях 79,3 мПа·с. Температура пласта – 29 °С, пластовое давление – 10 МПа, проницаемость матрицы – 500 мД, трещин – 1 Д, нефтенасыщенная толщина – 10 м. Пласт залегает на глубине 1015 м. Тип коллектора – карбонатный.

Для создания и закачки пара в промысловых условиях используется передвижная парогенераторная установка ППУА-1600/100М, технические характеристики которой, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики парообразующей установки ППУА-1600/100М

Наименование характеристик	Показатели
Производительность по пару, кг/ч	1600 +/- 10%
Давление пара, МПа	9,81
Температура пара, град	310

## 1. Подбор оборудования для нагнетания пара

### 1.1 Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

Как было сказано выше, для предотвращения потери тепла при закачке теплоносителя следует применять НКТ с низким коэффициентом теплопроводности. В работе рассмотрены два типа теплоизолированных труб: с экранно-вакуумной изоляцией ( $\lambda = 0,004$  Вт/(м·град)) и экранно-полимерной изоляцией ( $\lambda = 0,016$  Вт/(м·град)), а, также, обычные НКТ с коэффициентом теплопроводности ( $\lambda = 50$  Вт/(м·град)).

При использовании НКТ без теплоизоляции при рассматриваемых темпах закачки теплоносителя, пар полностью конденсируется, не доходя до забоя (рисунок 1). Следует отметить, что при продвижении пара по стволу скважины его температура увеличивается. После конденсации, температура теплоносителя интенсивно снижается.

Экранно-вакуумные теплоизолированные трубы наиболее эффективно удерживают тепло, по сравнению с другими рассматриваемыми НКТ. При применении НКТ с изоляцией теплоноситель достигает забоя в парообразном состоянии.

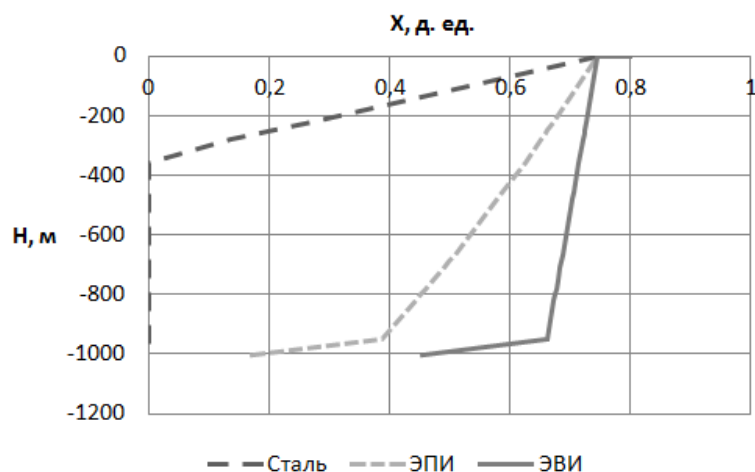


Рисунок 1. Зависимость распределения сухости пара по стволу скважины от типа НКТ

## 2. Подбор параметров режима закачки пара

Подбор оптимальных параметров закачки пара предусматривает следующие ограничения:

- Технологические возможности используемого оборудования;
- Наибольшая оптимальная сухость пара на забое скважины;
- Давление на забое скважины должно быть выше пластового для продавливания теплоносителя в пласт;
- Температура на забое скважины не должна превышать 360 °С для предотвращения процесса термического крекинга тяжелой нефти в призабойной зоне пласта.

### 2.1. Подбор темпа закачки пара

Темп закачки пара характеризует скорость ввода тепла в скважину. При увеличении темпа нагнетания пара возрастает степень прогрева призабойной зоны пласта [2]. Вследствие увеличения скорости потока уменьшаются теплототери по стволу скважины.

По графикам (рисунок 2) видно, что при увеличении темпа закачки пара значительно увеличивается сухость на забое, притом степень прироста сухости по мере увеличения подачи снижается. Таким образом, увеличение закачки пара свыше 72 до 90 т/сут. прирост сухости пара на забое меньше, чем при увеличении подачи с 26 до 38 т/сут. При дальнейшем увеличении темпа подачи пара значение сухости пара на забое стремится к начальному значению сухость на устье.

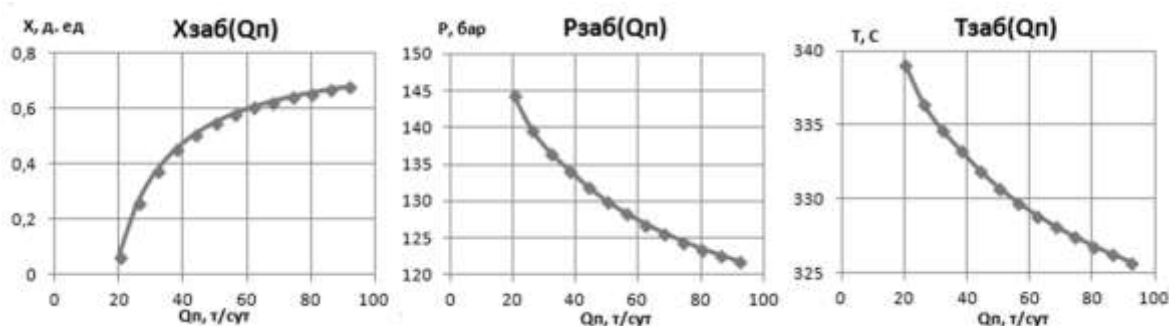


Рисунок 2. Зависимость распределения свойств теплоносителя на забое скважины в зависимости от темпа подачи пара: сухость пара на забое; забойное давление; температура на забое

С увеличением темпа закачки пара снижается давление и температура на забое.

Учитывая технологические ограничения ППУА-1600 100М, темп закачки пара не может превышать 38,4 т/сут. Величина сухости пара на забое зависит от темпа его подачи. Пренебрегая расчетом ПНО, следует использовать максимальное возможное значение темпа подачи пара. При данном темпе закачки сухость пара на забое равна 0,454, давление на забое 134 бар и температура на забое 333 °С. При пластовом давлении 100 бар, возникающей



репрессии будет достаточно для продавливания пара в пласт, температуре 333 °С ниже температуры крекинга тяжелой нефти, следованно темп закачки 38,4 т/сут оптимален.

## 2.2. Подбор давления нагнетания пара

Давление нагнетания пара. Давление на устье значительно влияет на состояние пара (рисунок 3). При увеличении давления сухость пара на забое снижается [3].

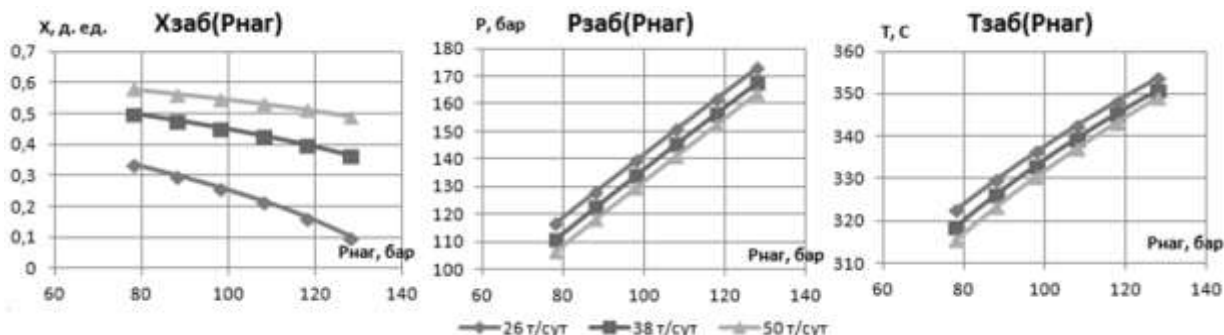


Рисунок 3. Зависимость распределения свойств теплоносителя на забое скважины в зависимости от давления нагнетания пара: сухость пара на забое; забойное давление; температура на забое

Для существования пара в статичной системе необходимы определенные условия, а именно соответствующие величины давления и температуры (таблица 2). При увеличении давления пара требуется увеличить его температуру. Таким образом, при увеличении начального давления увеличивается начальная температура, что приводит к увеличению температуры на забое скважины [4].

Таблица 2

Условия существования пара в статичных условиях

Р, Па	78,1	88,1	98,1	108,1	118,1	128,1
Т, град	293	302	310	317	323	330

Для создания пара при давлении 98,1 бар требуется температура 310 °С. Данные величины являются максимальными для используемой ППУА. Следовательно, применять давления нагнетания выше 98,1 бар не представляется возможным. При давлении 80 бар и 90 бар забойное давление равно 110 бар и 122 бар, соответственно, что, возможно, не позволит создать необходимую репрессию для проникновения пара в пласт. Таким образом, наиболее оптимальное давление нагнетания пара 98,1 бар.

Температура пара подбирается в зависимости от требуемой сухости пара. Как указывалось выше, температура пара на устье 310 °С.

## 2.3. Подбор начальной сухости пара

Начальная сухость пара. Сухость закачиваемого в скважину пара характеризуется, как количество вводимого в скважину тепла. При увеличении начальной сухости пара увеличивается сухость пара на забое и снижается давление и температура на забое.

С использованием ППУА возможно создание пара, сухостью не более 0,8 д. ед. Закачка пара меньшей сухости напрямую уменьшит количество тепла, вводимого в скважину, следовательно, оптимальным будет максимальное возможное значение начальной сухости 0,8 д. ед.

Таким образом, подбор режима закачки осуществился по введенным в данной работе критериям: учет технологических возможностей оборудования, достижение наибольшей сухости пара на забое, достижение давления на забое скважины выше пластового (на 34 бар), температура на забое скважины должна быть ниже температуры крекинга нефти.

Исходя из указанных выше критериев, подобраны оптимальные параметры для закачки теплоносителя в пласт (таблица 3). Предложенный режим закачки пара осуществим с использованием оборудования – ППУА-1600/100М. Выбранный режим обеспечивает ввод максимального возможного тепла в призабойную зону пласта в данных условиях. Следует

отметить, что подбор параметров осуществлялся без учета паро-нефтяного отношения, характеризующего эффективность использования теплоносителя.

Таблица 3

Оптимальные параметры режима закачки пара					
Режим закачки			Параметры забоя		
$Q_{п}$ , т/сут	$P_{наг}$ , бар	$T_0$ , С	$X_{заб}$ , д. ед.	$P_{заб}$ , бар	$T_{заб}$ , °С
38	98,1	310	0,454	134,02	333,23

### 3. Критерии подбора УЭЦН

Подбор оборудования для извлечения нефти на поверхность с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН) осуществляется на основе построения напорной характеристики скважины. Однако при добычи высоковязкой нефти тепловыми метода необходимо учитывать следующие факторы.

Повышенная температура на забое. Для работы в условиях высоких температур используются термостойкие ЭЦН. Аналогично подбираются пакер, ПЭД и питательный кабель, рассчитанные на работу при повышенных температурах [5].

Высокая температура эксплуатации делает невозможным использование винтовых насосов, используемых для добычи высоковязкой нефти. Стартер, изготовленный из эластомера, не предназначен для работ при температурах выше 140 °С.

Обводненность добываемой нефти. Содержание воды в потоке влияет на возможность образования эмульсий, и как следствие на вязкость добываемой продукции. На основе лабораторных исследований определяют точку инверсии фаз – точка, при превышении которой дисперсная и дисперсионная фазы взаимно изменяют свое положение. При достижении точки инверсии вязкость эмульсии достигает максимального значения, после, при увеличении количества воды, вязкость эмульсии падает.

Наличие пара в скважине. При попадании пара в ЭЦН или при выделении его из воды, находящейся в рабочих полостях, работа насоса блокируется [5]. К тому же увеличивается риск выпадения солей. Для предотвращения вскипания продукции в рабочих полостях давление на приеме насоса повышают. При этом снижается дебит скважин. При забойном давлении выше давления насыщения, пар в скважине образовываться не будет. Проблема образования пара в скважине является актуальной и будет изучена на других объектах, так как на этом объекте и с нашей технологией возможность попадания пара в насос исключена.

Следует учитывать, что при работе с вязкой нефтью снижется КПД насоса, и увеличивается его износ. По мере остывания скважины вязкость нефти увеличивается и требуется повторная паротепловая обработка.

В общем случае, основным критерием подбора насоса является дебит скважины. В условиях падения дебитов скважины следует подбирать насос для определенного интервала подач. Параметры подбора насоса указаны в таблице 4.

Таблица 4

Параметры подбора насоса	
Параметр	Значение
Минимальная добыча жидкости	25 м <sup>3</sup> /сут
Максимальная добыча жидкости	70 м <sup>3</sup> /сут
Минимальная частота тока	40 Гц
Максимальная частота тока	60 Гц
Минимальное давление на устье	15 бар

На рисунке 4 представлены напорные характеристики некоторых зарубежных насосов по воде. При высокой вязкости паспортные характеристики насосов изменяются. Для корректировки характеристик насоса в зависимости от вязкости смеси используем метод переводных коэффициентов (рисунок 5). Важно отметить, что рассматривается вязкость смеси, с учетом вязкости эмульсии, при наличии соответствующего количества воды в

смеси. По графику видно, что насос REDA DN440 наиболее полно охватывает исследуемый диапазон дебитов.

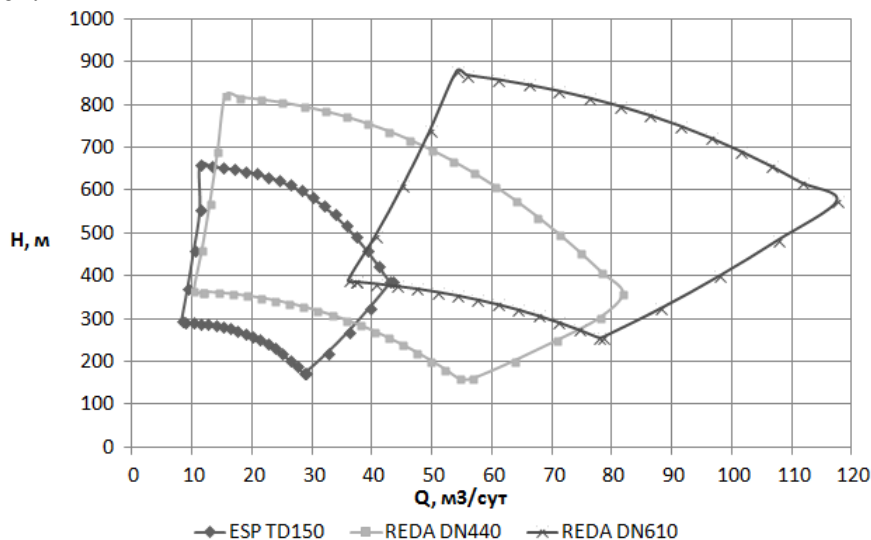


Рисунок 4. Паспортные характеристики насосов по воде

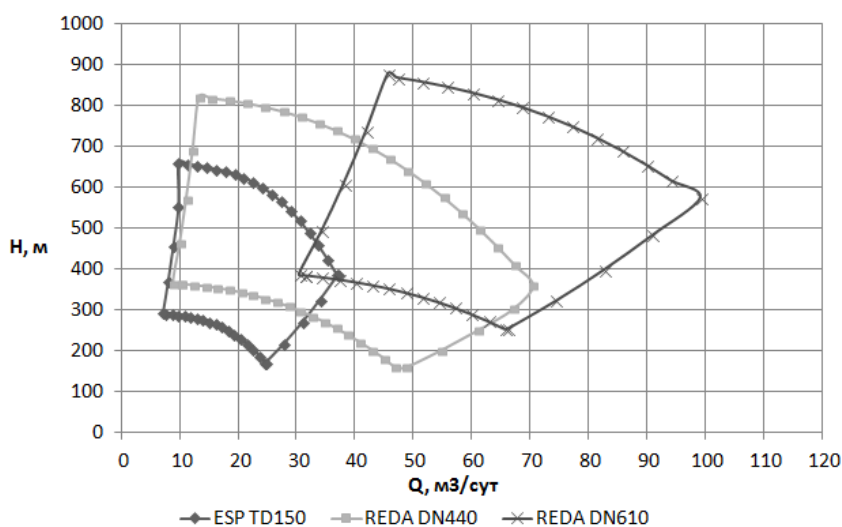


Рисунок 5. Корректированные характеристики насосов для вязкой жидкости

### Заключение

На основе анализа процессов, происходящих при закачке теплоносителя в пласт, были выделенные следующие закономерности: сухость пара на забое увеличивается при увеличении начальной сухости пара, темпа подачи пара и уменьшается при увеличении давления и температуры на забое. Наиболее значительное влияние на сухость пара на забое оказывают темп подачи и начальная сухость.

Подбор оборудования для закачки теплоносителя основывается на передаче в скважину оптимального количества теплоты, следовательно, достижения необходимой сухости пара на забое. Паронагнетательное оборудование подбирается по предельным значениям давления, температуры и начальной сухости для достижения требуемой сухости пара на забое. Насосно-компрессорные трубы подбираются в зависимости от их теплоизоляционных свойств.

В условиях рассматриваемого месторождения наиболее оптимально применение парообразующей установки ППУА/1600-100М и экранно-вакуумных теплоизолированных насосно-компрессорных труб. Оптимальные режимы закачки представлены в таблице 3.

Подбор оборудования и режима закачки теплоносителя осуществлен без учета паронефтяного отношения. Расчет и анализ ПНО является темой дальнейших исследований.

Отбор нефти осуществляется УЭЦН. Подбор насоса зависит, помимо напорной характеристики скважины, от температуры, вязкости водонефтяной эмульсии, наличия пара в скважине. Также, при подборе насоса необходимо выполнять корректировку паспортных характеристик по вязкости перекачиваемой смеси. Электроцентробежный насос REDA DN440 наиболее подходит для исследуемых условий.

Библиографический список

1. Юдин Е. В. Расчетная модель для оценки изменения свойств теплоносителя по стволу скважины при закачке пара / Е. В. Юдин, К. В. Воробьев, А. А. Быков, И. К. Степаненко // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 50-53.
2. Mehranfar R. Lessons Learned From Well to Field Level in Developing Heavy-Oil Reservoirs Using Thermal Recovery: Case Studies / R. Mehranfar // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – September 24.
3. Khaliulin R. Integrated Thermodynamic Reservoir-to-Surface Modeling: The Modern Tool for Optimizing the Cycling Steam Stimulation Heavy Oil Recovery Process (Russian) / R. Khaliulin, D. Litus, A. Kharkovsky, D. Shakhov, A. Nuriev, P. Maskaev & A. Kuzmich // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – October 16.
4. Yue H. Integral Completion Technique for Heavy Oil Thermal Recovery / H. Yue, W. Pang, Y. Duan, T. Zhang, Z. He, D. Deng, ... X. Feng // Society of Petroleum Engineers. – 2013. – June 11.
5. Castro V. ESP Application on Heavy Oil in Peregrino Field / V. Castro, D. Leite, D. Lemos, J. Marins, R. Pessoa & J. Magalhães // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – May 27.

УДК 622.276.72

### **К вопросу оценки влияния ингибитора солеотложений марки «СНПХ-5313-Н» и «СНПХ-5314» на физико-химические свойства эмульсий**

Закиров Р. Р., Шайдуллин Л. К.

*Альметьевский государственный нефтяной институт, РТ, РФ*

В настоящее время в нефтепромысловой практике проблема предупреждения и удаления солевых отложений решается, в основном, за счет ингибиторной защиты скважин и оборудования.

Различные геолого-физические условия залегания нефти и особенности разработки залежей требуют подбора ингибиторов предупреждения отложения солей применительно к данному технологическому процессу. Ингибиторы должны отвечать определенным требованиям: обладать совместимостью с пластовыми и попутно-добываемыми водами, термостойкостью, адсорбционно-десорбционной способностью, низкой коррозионной активностью, не влиять на ухудшение качества нефти, быть экологически безопасными и др. С целью упорядоченного подбора оптимального ингибитора для защиты оборудования от солеобразований в процессе подготовки нефти институтом ВНИИСПТнефть разработана методика (РД 39-1-641-81), предусматривающая следующие требования:

- По агрегатному состоянию в качестве ингибиторов допускаются только порошкообразные вещества и нерасслаивающиеся жидкости. Не допускается содержание в жидкостях крупновзвешенных и оседающих примесей.
- Величина индукционного периода (время появления твердой фазы в пересыщенном растворе осадкообразующей соли) не должна быть менее 10 минут.
- Ингибиторная система должна иметь полную совместимость с пластовой водой месторождения без расслаивания и образования осадка.
- При обработке нефти месторождения смесью ингибитора и деэмульгатора не должно увеличиваться содержание солей и воды. Ингибитор должен быть совместим с деэмульгатором.
- Ингибитор считается эффективным, если уменьшение скорости образования осадка на поверхности нагрева превышает 80 % при расходе ингибитора не более 10 мг/л.
- Ингибитор должен быть термостабильным, то есть при нагреве рабочего раствора

до 130 °С эффективность действия не должна быть ниже 80 %.

Подбор ингибиторов в соответствии с вышеперечисленными требованиями производится в лабораторных условиях стандартными методами (методика ВНИИСПТнефть).

Однако возможны и нестандартные подходы, требующие определенных исследований.

Главным недостатком существующих методик подбора ингибитора солеотложений является то, что они не позволяют определить эффективность их применения в условиях последовательного применения технологий. В связи с чем результаты, получаемые на основе этих методик, зачастую не соответствуют результатам промысловых испытаний.

Технологический и экономический эффект от применения ИС может быть получен не только благодаря предотвращению отложения солей, но их грамотному использованию, не допуская всевозможных последствий после их применения.

Целью данной работы является исследование влияния различных ингибиторов солеотложений, на процессы подготовки нефти, устойчивость водонефтяных эмульсий, для разработки рекомендаций по подбору оптимального реагента с учетом влияния комплекса показателей, характеризующих влияние ингибитора солеотложений на смежные технологические процессы.

Исследования производились на модельных искусственных эмульсиях с объемной долей воды 60, 65, 70, 75, 80 %. Они получены эмульгированием безводных нефтей и сточной воды. Была проведена серия лабораторных опытов по обезвоживанию искусственных водонефтяных эмульсий в присутствии ингибиторов солеотложений СНПХ-5313-Н и СНПХ-5314.

Динамика отделения воды для контрольной пробы эмульсии и эмульсии, приготовленной с добавлением ингибитора солеотложений СНПХ-5312, приведена в таблице 1.

Таблица 1

Динамика выделения воды из эмульсии в присутствии ингибитора солеотложений СНПХ-5313-Н

Время, мин	Содержание воды в эмульсии, %									
	60		65		70		75		80	
	Объем выделившейся воды									
	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором	Без ингибитора	С ингибитором
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,4	82,7	82,7	85,0	98,8
60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,3	82,7	82,7	85,0	98,8
90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	82,7	82,7	85,0	98,8
120	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,9	82,7	82,7	85,0	98,8

Представленные результаты показывают, что в зависимости от обводненности возможно проявление, как эффекта увеличения, так и снижения стойкости эмульсий. Так добавление СНПХ-5313-Н в эмульсии не привело к увеличению доли отделившейся воды при содержании воды 75 %, а при содержании воды 60 и 65 % отделения воды не происходит. При обводненности 70 % в пробе с добавлением ингибитора солеотложений наблюдается диземულიрующий эффект, объем выделившейся воды достигает 42,9 % при максимальном времени воздействия. В результате взаимодействия ингибитора солеотложений с эмульсией при 80 % отмечена наибольшая эффективность – объем выделившейся воды составил 98,8 %.

Динамика выделения воды из эмульсии в присутствии ингибитора  
солеотложений СНПХ-5314

Время, мин	Содержание воды в эмульсии, %									
	60		65		70		75		80	
	Объем выделившейся воды									
	Без инги- битора	С инги- бито- ром	Без инги- битора	С инги- бито- ром	Без инги- битора	С инги- бито- ром	Без инги- бито- ра	С инги- бито- ром	Без инги- бито- ра	С инги- бито- ром
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,0	70,0
60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,0	70,0
90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,3	24,0	75,0	70,0
120	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,7	58,7	75,0	70,0

Представленные результаты показывают, что в зависимости от обводненности возможно проявление, как эффекта увеличения, так и снижения стойкости эмульсий. Так добавление СНПХ-5314 при содержании воды 60, 65 и 70 % отделения воды не происходит. При обводненности 75 % в пробе с добавлением ингибитора солеотложений наблюдается диэмульгирующий эффект, объем выделившейся воды достигает 58,7 % при максимальном времени воздействия. В результате взаимодействия ингибитора солеотложений с эмульсией при 80 % отмечено отрицательное воздействие.

Были проведены микроскопические исследования контрольной пробы эмульсии и эмульгирующей способности ингибитора солеотложений СНПХ-5313-Н (рисунок 1), СНПХ-5314 (рисунок 2).

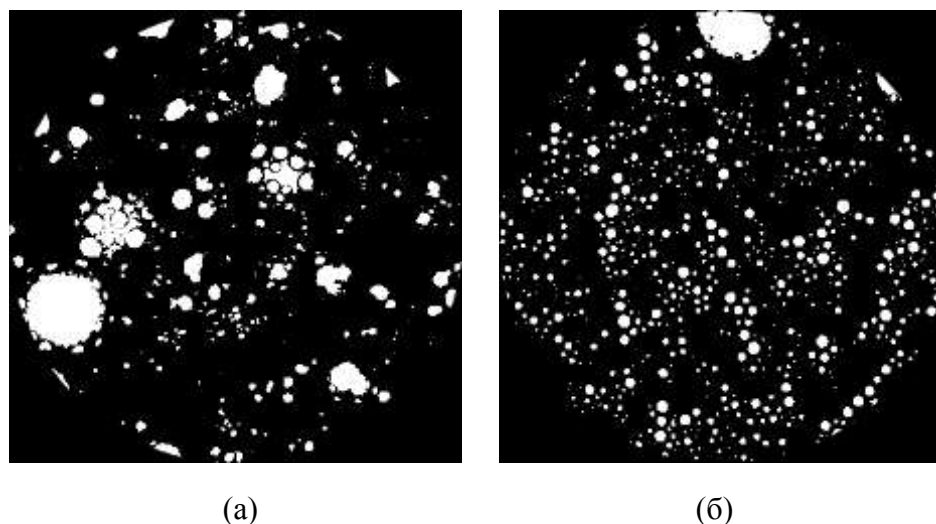
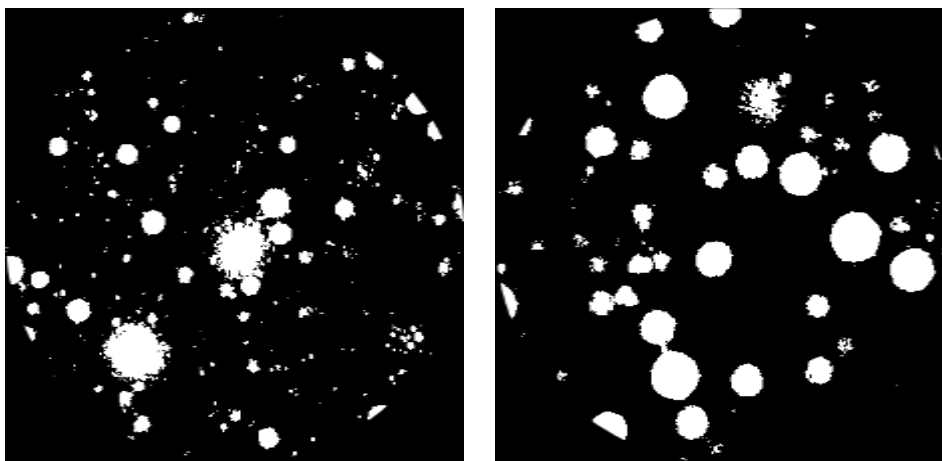


Рисунок 1. Микрофотография эмульсии без ингибитора (а) и в присутствии ингибитора СНПХ-5313-Н (б)

Микроскопический анализ проб показал, что применение ингибитора СНПХ-5313-Н приводит к образованию мелкодисперсных эмульсий, устойчивых к разрушению.

Микроскопический анализ проб показал, что применение ингибитора СНПХ-5314 приводит к образованию более крупнодисперсных эмульсий, которые менее устойчивы к разрушению.



(a)

(б)

Рисунок 2. Микрофотография эмульсии без ингибитора (а) и в присутствии ингибитора СНПХ-5314 (б)

Основные выводы:

1. Анализ методик по подбору оптимального ингибитора для защиты оборудования от солеотложений показывает, что основой выбора является максимальный ингибирующий эффект и минимальный уровень затрат на реализацию технологии.

2. Лабораторные эксперименты по оценке устойчивости эмульсий в присутствии ингибитора солеотложений СНПХ-5313-Н и СНПХ-5314, применяемые для борьбы с солеотложениями показали, что ингибитор солеотложений СНПХ-5313-Н оказывает существенное влияние на динамику отделения воды при отстаивании проб эмульсий.

3. Основываясь на полученных результатах лабораторных исследований, можно систематизировать выбор ингибитора солеотложений для получения не только наивысшего эффекта ингибирования, но и для снижения рисков дополнительных затрат при взаимовлиянии смежных процессов.

УДК 622.276-026.732

### **Перспективные технологии для разработки месторождений с вязкой нефтью**

Кодаалаев Т. В., Нафиков И. М. (Igngt@yandex.ru)

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, РТ, РФ*

На месторождениях, благоприятных для разработки, в течение последних 60 лет разрабатывались и опробовались физико-химические, газовые, тепловые, гидродинамические, микробиологические и некоторые другие методы извлечения нефти из пласта, по российской терминологии – методы увеличения нефтеотдачи (МУН). К настоящему времени насчитывается более сотни различных технологий МУН, однако, в нефтедобыче применяются они не слишком широко [1].

Это связано с рядом объективных обстоятельств:

- геолого-физических свойств месторождений;
- физико-химических свойств пластовых флюидов;
- достаточно высокой себестоимостью МУН;
- недостаточной степени технической проработанности многих вариантов МУН.

Условиям технической проработанности, высокой эффективности и разумной стоимости на сегодняшний день удовлетворяют в наибольшей степени только два варианта МУН:

- тепловые методы – в первую очередь, закачка пара в различных вариантах;
- газовые методы – закачка CO<sub>2</sub>, снижающего вязкость нефти [1].

Одним из потенциальных источников нефтедобычи являются трудноизвлекаемые запасы – вязкие нефти. Прогнозная величина запасов вязких нефтей России составляет от 6 до 10 млрд т. Они представляют собой реальный оперативный резерв добычи нефти России в ближайшие 10-20 лет [1].

Для месторождений с ВН получить разумный коэффициент без использования МУН – весьма проблематично. Основная трудность в разработке месторождений вязких нефтей – низкая скорость фильтрации, обусловленная их высокой вязкостью. Применение традиционных методов – заводнения, например, не позволяет достичь высокого значения КИН ввиду вязкостной неустойчивости фронта вытеснения вязкой нефти водными или газовыми вытесняющими агентами, поэтому применение термических методов увеличения нефтеотдачи являются приоритетными среди других методов.

Добыча вязких нефтей наиболее эффективно может осуществляться с помощью различных вариантов современных тепловых методов [2]. Тепло в нефтенасыщенном пласте оказывает влияние на все компоненты пластовой системы, изменяя свойства нефти, что приводит к снижению ее вязкости, увеличению подвижности, улучшению условий для капиллярной пропитки породы пласта и, впоследствии увеличению коэффициента вытеснения и нефтеотдачи.

Реальные перспективы промышленного применения любой технологии, в конечном счете, определяются экономическими показателями. Известно, что разработка месторождений с применением современных МУН требует дополнительных капитальных затрат, в первую очередь на оборудование для производства и закачки рабочего агента. Величина этих затрат, как правило, составляет 20-30 %. Вследствие энергоемкости технологий увеличиваются и эксплуатационные расходы [3].

В тоже время, мировой и отечественный опыт свидетельствует об экономической целесообразности применения современных МУН для разработки месторождений, в первую очередь, с трудноизвлекаемыми запасами. Согласно литературным данным, себестоимость добычи нефти с применением основных МУН изменяется в следующих диапазонах:

- для тепловых методов – \$40-100/т;
- для газовых методов – \$40-155/т;
- для полимерного заводнения – \$40-110/т [3].

Столь широкий диапазон себестоимости добычи нефти определяется стадией освоения метода и масштабами проекта. Очевидно, что наиболее затратными являются опытно-промышленные работы. Что касается уже освоенных методов, то их применение сопровождается значениями себестоимости в 3-4 раза ниже по сравнению с опытно-промышленными работами. Поэтому не случайно в доступной информации себестоимость добычи нефти освоенными методами определяется на уровне \$40/т. В связи с этим следует обратить внимание на то, что себестоимость добычи нефти термощахтным методом в промышленных масштабах на Ярегском месторождении тяжелой нефти составляет также около \$40/т [3].

Весьма наглядным является известный пример по динамике снижения себестоимости добычи тяжелой нефти и битумов тепловыми МУН в Канаде, которая к 2000 г. снизилась примерно до \$70/т. Эта динамика отчетливо свидетельствует о положительных результатах совершенствования технологий и технических средств. Видно, что применение современных МУН даже для извлечения самых трудных запасов нефти характеризуется вполне приемлемыми экономическими показателями, имеющими тенденцию к улучшению [3].

В России перспективы освоения все возрастающей доли трудноизвлекаемых запасов связаны с инновационным развитием способов разработки месторождений на основе интеграции тепловых и газовых МУН, к которым относится отечественный термогазовый метод (ТГВ) интенсификации нефтедобычи и увеличения коэффициента извлечения нефти. А также технологии с использованием термогазохимических составов (ТГХС), основанные на окислительно-восстановительной реакции водных растворов азотосодержащих неорганических солей [7].



Метод (ТГВ) основан на закачке в пласт широкодоступных, а, следовательно, и дешевых агентов – воздуха и воды, и трансформацию первого в эффективные вытесняющие агенты за счет внутрипластовых окислительных процессов [4].

В результате окислительных реакций непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ (широкую фракцию легких углеводородов). Одновременная закачка воды и воздуха позволяет совместить эффекты термического и гидродинамического воздействия [4].

Особенностью термогазового метода является:

- Использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60-70 °С) но, по полученным промышленным экспериментальным данным меньше ранее установленной величины (65 °С) [6], и давления в диапазоне 30-40 МПа для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента;

- Возможность осуществления активных самопроизвольных окислительных процессов при более низких температурах, так как реальные пласты содержат катализаторы (CuO, MnO<sub>2</sub>, Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, NiO и др.);

- Возможность управления процессом термогазового воздействия путем создания оптимального водогазового отношения.

Этот метод, несмотря на то, что он базируется на физико-химических процессах, сходных с теми, что лежат в основе термических и газовых методов, в том числе и метода внутрипластового горения, создан на принципиально новых физических основах, отличающихся от реализуемых в известных методах, что предопределяет его высокую эффективность [4].

Преимуществами использования ТГХС являются использование дешёвых неорганических веществ, образование экологически безопасных продуктов реакции, продуктами которых являются неорганические соли, газообразный азот и вода.

Внутрипластовые окислительные процессы обеспечивают внутрипластовую трансформацию закачиваемого в пласт воздуха в эффективный, смешивающийся с нефтью, вытесняющий агент. Формируемый в дренируемых зонах высокий уровень температуры (до 350 °С), наряду с высоким пластовым давлением (свыше 200-250 атм.), обеспечивает высокую эффективность вытеснения нефти водой, закачиваемой в пласт вместе с воздухом. В результате следует ожидать, что в охваченных процессом вытеснения нефти зонах, смешивающийся газовый агент и горячая вода могут обеспечить практически полное вытеснение содержащейся в этих зонах пластовой нефти. Закачка водовоздушной смеси обеспечивает создание в дренируемой зоне тепловой оторочки, скорость перемещения и уровень температуры которой должны регулироваться величиной водовоздушного отношения. Создаваемая в данной оторочке тепловая энергия оказывает определяющее влияние на прогрев окружающих недренируемых зон и извлечения их нефтей и углеводородных газов. Закачка воды и воздуха позволяет реализовать синергетический эффект термического и гидродинамического воздействий [4].

Окисление углеводородов в прискважинной зоне инициируют посредством использования забойных нагревателей, форсунок, пара, нагретых флюидов, химических веществ или осуществлением самопроизвольных реакций [5].

Фактически – ТГВ является наиболее универсальным методом теплового воздействия на пласт. Согласно промышленным и лабораторным исследованиям этот метод применим:

- как на месторождениях лёгких, так и тяжёлых нефтей;
- как в достаточно проницаемых породах, так и в породах с проницаемостью порядка 10 мД;
- как в песчаниках, так и в карбонатах;
- как в чисто гранулярных коллекторах, так и в породах с естественной трещиноватостью [1].

Обобщение результатов опытно-промышленного опробования ТГВ показывает следующее:

- ТГВ является наиболее эффективным из всех термических методов. В большинстве случаев его опробование оказалось технически осуществимым и экономически прибыльным;
- Закачиваемый агент (воздух) доступен и дешев;
- При ТГВ обеспечивается высокий коэффициент вытеснения;
- ТГВ может быть применено при геолого-технологических условиях, в которых заводнение или закачка пара неэффективны;
- ТГВ применимо в случае низкопроницаемых пород;
- Увеличение нефтеотдачи может быть достигнуто и в случае применения ТГВ с начала разработки, и после окончания естественного режима истощения, и после заводнения;
- Закачка воздуха (ТГВ) на карбонатных месторождениях лёгкой нефти технически осуществима и экономически выгодна;
- Рост КИН составляет порядка 0,15-0,17;
- Прибыльность проектов во многом обусловлена добычей газоконденсата, образовавшегося *in-situ* при реакциях окисления пластовой нефти;
- Закачка воздуха позволяет поддержать пластовое давление, стоимость воздуха при этом намного ниже, чем азота или двуокси углерода; кроме того, этому же способствует появление в пласте газов горения [5].

Разумеется, как и любой метод нефтедобычи, ТГВ не свободен от ряда недостатков в основном, связанных с тем, что ТГВ является физически и технически весьма сложным методом, одним из самых сложных методов увеличения нефтеотдачи [1].

При ТГВ в пласте происходит одновременно несколько сложных физико-химических процессов:

- многофазное многокомпонентное течение флюидов,
- химические реакции,
- фазовые переходы,
- изменение свойств флюидов во времени и пространстве под влиянием температуры и вариаций состава фаз,
- генерация и перенос тепла, как кондуктивный, так и конвективный,
- изменение параметров скелета под воздействием температуры и температурных градиентов [1].

Физические и технологические особенности ТГВ предъявляют повышенные требования к подготовке соответствующих проектов, даже на стадии опытно-промышленных работ [3].

Во-первых, на этой стадии требуется проведение ряда сложных, дорогостоящих и нетрадиционных для нефтяников лабораторных исследований [1].

Во-вторых, в обязательном порядке, необходимо многовариантное численное моделирование всего процесса, прежде всего, для оценки экономической рентабельности проекта до начала его реализации, выбора оптимального варианта ТГВ – как по расположению скважин, так и по режиму закачки агентов в пласт [1].

На этапе же эксплуатации участка (или месторождения) методом ТГВ совершенно необходим контроль и регулирование внутрипластовых процессов, в первую очередь, перемещения фронта окисления и снижение риска прорыва воздуха к добывающим скважинам [1].

#### Библиографический список

1. Бетелин В. Б. Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России / В. Б. Бетелин, В. А. Юдин, И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, Р. М. Кац, А. В. Королёв. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 206 с.
2. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади,

- А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – С. 461.
3. Боксерман А. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов / А. Боксерман, И. Мищенко. – URL <https://oilcapital.ru/news/markets/12-02-2007/potential-sovremennyh-metodov-povysheniya-nefteotdachi-plastov>.
4. Игнатова К. П. Инновационная технология термогазового воздействия на нетрадиционные коллекторы Баженовской свиты / К. П. Игнатова, В. П. Малков // Вестник РУДН. Сер. Инженерные исследования. – 2013. – № 2. – С. 97-105.
5. Щеколдин К. А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Щеколдин Константин Александрович. – Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2016. – 93 с.
6. Ушакова А. С. Потенциал применения технологии термогазового воздействия на пласт в условиях низкопроницаемого коллектора легкой нефти по данным промыслового эксперимента / А. С. Ушакова, В. В. Зацепин, А. А. Кудряшов, П. П. Повжик // Вестник кибернетики. – 2015. – № 4. – С. 93-99.
7. Михайлов А. В. Новая технология увеличения степени извлечения высоковязкой нефти термогазохимическим методом / А. В. Михайлов, С. В. Крупин, М. Р. Хисаметдинов // Вестник Технологического университета. – 2018. – № 5. – С. 73-77.

УДК 622.244.44(031)

**Усовершенствованная технология ремонта добывающего фонда скважин  
газонефтяного месторождения Дыш**

Пахлян И. А.

*Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, РФ*

Месторождение Дыш открыто в 1954 году, расположено в Горячеключевском районе Краснодарского края. Находится на завершающей стадии разработки, которая характеризуется высокими темпами падения пластового давления, дебитов, продвижением подошвенных и законтурных вод, нарастающим обводнением добывающих скважин. Промышленные нефтегазоносные объекты месторождения представлены слабосцементированными песчаниками и глино-песчанистыми горными породами. В процессе движения пластовых флюидов происходит вынос песка, разрушение призабойной зоны, образование глинисто-песчаных пробок на забое скважин, которые полностью или частично перекрывают интервал перфорации.

Ежемесячно сервисными организациями осуществляется более 50 видов текущего и капитального ремонта. Практически каждая скважинная операция связана с нормализацией забоя. Осложняющим условием для ее осуществления является низкое пластовое давление. Коэффициент аномальности по Дышу в среднем равен – 0,76.

Для таких условий проведение работ по очистке забоев скважин от глинисто-песчаных пробок представляет собой сложнейшую задачу в результате поглощения технологических жидкостей в процессе производства работ, их взаимодействия с призабойной зоной пласта и снижения фильтрационно-емкостных свойств пласта в этой зоне.

По результатам промысловых наблюдений доказано, что извлечение фильтрата технологической жидкости из забойной зоны пласта для терригенных коллекторов, таких как на месторождении Дыш – до 6 лет. Это обуславливает необходимость разработки новых прогрессивных технологий проведения ремонтных работ и технических средств для их реализации.

В настоящее время сервисными организациями при выполнении ремонтных работ на месторождении в условиях низкого пластового давления применяются механические и гидровакуумные желонки. Технологии с их применением не лишены недостатков, таких как: длительность процесса, невозможность чистки желонкою колонн, имеющих смятие или сломы, отсутствие возможности удаления плотной, цементированной пробки. Кроме того,

ограничение на применение желонки накладывается пунктом 1043 Федеральных норм и правил промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013 г. При крепкой, цементированной пробке используют буровой инструмент для разбуривания пробки. Разбуривание и фрезерование приводит к повреждению эксплуатационных колонн, срок эксплуатации которых уже превышает 20-летний период. Механический и, как следствие, коррозионный износ обсадной трубы и муфтовых соединений, а так же возможные нарушения цементного кольца в заколонном пространстве скважин предопределяют возникновение межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений, грифонов и фонтанов, обводнение добываемого углеводородного сырья, загрязнений источников водоснабжения, а также экологические бедствия в районах проживания людей

В связи с этим была разработана технология и устройство для нормализации забоя в добывающих скважинах в условиях низкого пластового давления.

Сборочный чертеж погружной эжекционной установки представлен на рисунке 1. Установка состоит из эжектора и размывочной головки, собранных в едином корпусе, спускаемых в скважину на колонне сдвоенных насосно-компрессорных труб (НКТ).

Эжектор состоит из приемной камеры подачи рабочей жидкости через шесть коасиальных отверстий, сопла, из которого поток поступает в камеру смешения, потом в диффузор 2 и далее по внутренней колонне НКТ на устье скважины. Увлекаемый поток поступает из забоя скважины по радиально расположенным отверстиям в корпусе 3 установки.

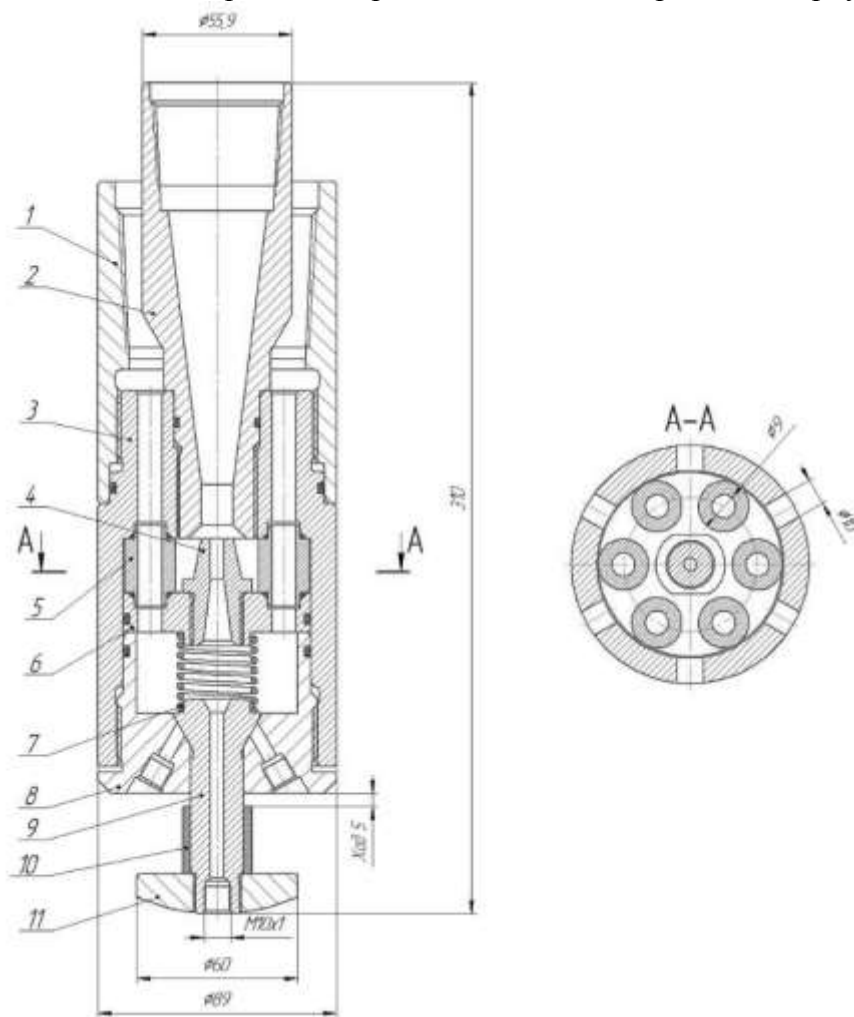


Рисунок 1. Сборочный чертеж погружной эжекционной установки: 1 – муфта; 2 – диффузор; 3 – корпус; 4 – сопло; 5 – втулка; 6 – распределитель; 7 – пружина; 8 – размывочная головка; 9 – шток; 10 – втулка; 11 – опора

В размывочной головке 8 установлены четыре насадки. При разгрузке на пробку опорная пята 11 открывает подпружиненный клапан и меньшая часть рабочего потока (от 10 до 20 %) устремляется на разрушение пробки.

Сущность технологического процесса по очистке забоя скважины представлена на рисунке 2. При осуществлении спуска установки до контакта с пробкой (а) рабочая жидкость поступает на сопло эжектора, часть идет по центральному каналу в опорной пяте. Насадки в размывочной головке закрыты.

При выходе на заданный режим (б) работы погружной установки, разрушение происходит под совмещенным воздействием гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй, амплитудных и частотных колебаний, возникающих при истечении струй из насадок. Кавитационное истечение рабочей жидкости так же способствует дроблению (диспергированию твердых частиц пробки), что способствует облегчению условий подъема песчаной пульпы на поверхность.

Скважина промывается до верхнего интервала перфорации (в). Работа эжектора на забое создает условия для вызова из пласта флюида. Осуществляется промывка пробки с подключением пластовой энергии. После того как флюид начнет поступать на забой скважины.

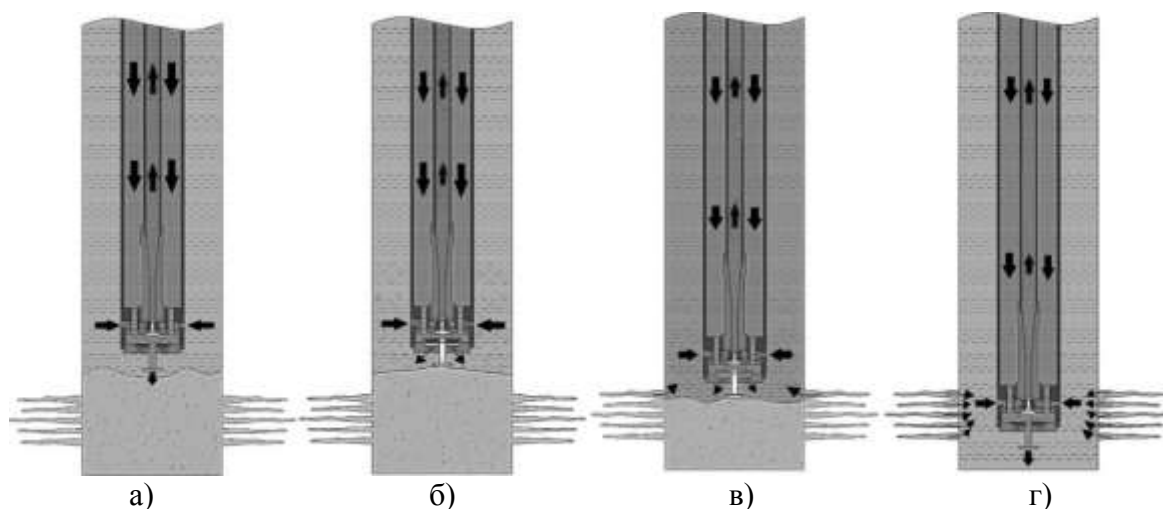


Рисунок 2. Технология очистки забоя скважины эжекционной установкой: а) спуск установки до контакта с пробкой; б) выход на заданный режим промывки; в) промывка с подключением пластовой энергии; г) проработка интервала и освоение скважины

По мере разрушения цементированной пробки вес колонны насосно-компрессорных труб восстанавливается, пята закрывает доступ к насадкам (г), осуществляется процесс освоения скважины и выхода на заданный режим эксплуатации. Далее без осуществления спуска-подъема колонны могут быть осуществлены операции по соляно-кислотным обработкам в режиме депрессия-репрессия с последующим удалением не прореагировавшей кислоты, продуктов реакции. А так же другие технологические операции по восстановлению продуктивности добывающих скважин.

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента эжекции.

Забойное давление рассчитывается по формуле (1):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{наг}} + \rho g H - \Delta P_{\text{тр}} - \frac{\rho Q_p^2}{2\mu^2 2F^2} \quad (1)$$

где  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление;  $P_{\text{наг}}$  – давление нагнетания рабочей жидкости на устье скважины;  $\rho$  – плотность рабочей жидкости;  $g$  – ускорение свободного падения;  $H$  – глубина скважины;  $\Delta P_{\text{тр}}$  – потери давления на трение при нагнетании рабочей жидкости на участке

от устья до забоя скважины;  $Q_p$  – расход рабочей жидкости;  $\mu$  – коэффициент расхода сопла эжектора;  $F$  – площадь выходного сечения сопла эжектора.

Таким образом, замерив давление нагнетания и расход рабочей жидкости, а также зная коэффициент расхода и площадь выходного сечения сопла эжектора, можно рассчитать и оперативно контролировать при проведении технологического процесса забойное давление

Осуществление ремонтных работ на скважинах газонефтяного месторождения Дыш с применением разработанной технологии дает возможность с наименьшими капитальными затратами, на действующем штатном оборудовании и оснащении инструментом бригад подземного (текущего) и капитального ремонта скважин, эффективно проводить очистку забоев скважин, в том числе и от сцементированных пробок, без разбуривания и негативного воздействия на стенки обсадных колонн и муфтовые соединения.

Новизна и уникальность разработанной технологии подтверждается полученными патентом РФ на изобретение и свидетельствами [1, 2, 3].

#### Библиографический список

1. Аладьев А. П. База данных «Техника и технология ликвидации глинисто-песчаных пробок в добывающих скважинах»: свидетельство об официальной регистрации № 2016621298 / А. П. Аладьев, Г. А. Казаров, М. В. Омелянюк, И. А. Пахлян; дата рег. в реестре Роспатента 21.09.2016.
2. Пахлян И. А. Современные методы интенсификации добычи с применением эжекторных технологий: свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620375 / И. А. Пахлян, М. В. Омелянюк, С. В. Османов, И. И. Битиев; дата регистрации в фед. органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 25.02.2015.
3. Пат. на изобретение. Погружная эжекторная установка для очистки забоя скважин от песчаных пробок в условиях аномально-низкого пластового давления / И. А. Пахлян; заявка № 2014141096 от 10.10.2014; решение о выдаче патента от 27.07.2015.

УДК 622.245(574)

#### **Исследования изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта при заканчивании скважин с открытым забоем**

Сулейменов Н. С., Абильдаев Н. А., Махатова Н. Ш.

*Кызылординский государственный университет им. Коркыт Ата, г. Кызылорда,  
Республика Казахстан*

Известно, что при бурении в пределах проницаемого ствола происходят статическая или динамическая фильтрация с образованием фильтрационной корки на стенках и зоны кольматации в призабойной зоне пласта (ПЗП). Динамическая фильтрация связана с перемешиванием и циркуляцией раствора. Точно воспроизвести эти процессы в экспериментальных условиях невозможно, поэтому при проведении исследований целесообразно определить условия, моделирующие исследуемые процессы и уровень достоверности получаемых результатов.

Фильтрационные и коркообразующие свойства буровых растворов оценивались нами преимущественно при статическом перепаде давления 0,1 МПа и 0,7 МПа на стандартных фильтропрессах (ВМ-6; фильтропресс по стандартам АНИ и др.). Ряд экспериментов проводился при перемешивании фильтрующихся суспензий. В качестве регистрируемых параметров в наших исследованиях мы, из-за недостаточной информативности стандартного параметра «фильтратоотдача» за 30 мин., воспользовались параметрами, которые характеризуют фильтрационные процессы на различных стадиях фильтрации и коркообразования [1, 3].

Таблица 1

Теоретические размеры частиц, способных образовывать корку, колюматировать и проникать глубоко внутрь (мигрировать) при контакте с поровым коллектором

Номер набивки	Диапазон размера фракций песка в набивке, мм	Средний размер частиц песка в набивке, мкм	Расчётный размер пор в набивке, мкм	Средний размер коркообразующих частиц, мкм
1	2,00-0,84	1420	220	73
<b>2</b>	<b>1,68-0,84</b>	<b>1268</b>	<b>196</b>	<b>65</b>
3	0,84-0,42	634	98	33
4	0,42-0,21	329	51	17
<b>5</b>	<b>0,45-0,15</b>	<b>304</b>	<b>47</b>	<b>16</b>

Варианты, использованные в экспериментах

Набивка № 1 — . — . — и № 2 .....

Для исследования влияния колюматационных процессов на проницаемость ПЗП была проведена серия экспериментов, моделирующих загрязнения ПЗП и ее очистку воздействием кислотных растворов.

Для проведения исследований использовался фильтрационный узел, аналогичный прибору, представленному в статье [2], который состоит из корпуса, двух дисков с отверстиями, двух крышек и уплотнений. Внутреннее пространство корпуса наполняется спрессованным песком определенных фракций. Переворачивая корпус на 180°, можно моделировать фильтрацию в проницаемый пласт в прямом и противоположном направлениях.



Рисунок 1. а) – прибор в разобранном виде, б) – прибор в рабочем виде

При сборке узла предпринимались специальные меры для обеспечения подобия набивок песка между собой, что достигалось однотипными приёмами их подготовки и проведения эксперимента и подтверждалось близкими значениями (в пределах 5-7 %) показателя Пк.

В процессе эксперимента определяется исходный коэффициент фильтрации. Далее в прямом направлении фильтруем бентонитовый глинистый раствор, тем самым загрязняем модель пласта. На поверхности сетчатого диска образуется фильтрационная корка, а мелкие частицы раствора проникают в набивку и создают зону колюматации. Для оценки потери проницаемости переворачиваем прибор и путем обратной фильтрации фильтруем воду.

В следующем этапе для повышения проницаемости набивных моделей воздействовали на зоны загрязнения разными кислотами: 15 % соляная кислота, 15 % смеси карбоновых и аминокарбоновых кислот и 15 % нитрилотриметилфосфоновая кислота.

**Последовательность эксперимента:**

1. Фильтрация воды через перегородку (фильтровальная бумага, песчаная набивка 1 или 2) для определения  $Пк0$  – показателя исходной проницаемости перегородки.
2. Фильтрация буровой суспензии в прямом направлении.
3. Фильтрация воды после формирования корки в противоположном направлении для определения  $Пк1$  – показателя проницаемости фильтрационной корки после её формирования.
4. Обработка кислотной композицией в прямом направлении для разрушения корки и зоны колюматации.
5. Фильтрация воды после обработки кислотным наполнителем в обратном направлении для определения  $Пк2$  – показателя восстановленной проницаемости песчаной набивки.
6. Определение результативности обработки кислотной композицией  $\theta = Пк2/Пк0$

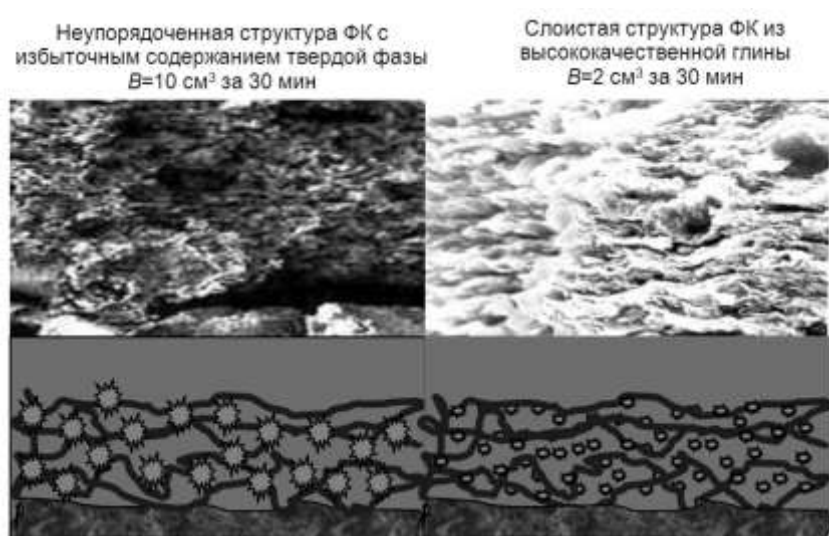


Рисунок 2. Срез ФК на сканирующем электронном микроскопе [4]

В результате эксперимента установлено:

✓ Необработанный глинистый раствор колюматруется глинистой фазой практически полностью и наилучший вариант восстановления проницаемости достигается при применении 15 % смеси карбоновых и аминокарбоновых кислот, которая превосходит по эффекту 15 % соляную кислоту и 15 % НТФ. Главный недостаток необработанного глинистого раствора – значительные объёмы фильтрата.

✓ Обработка глинистого раствора реагентом понизителем водоотдачи КМЦ существенно снизила фильтрацию модели пласта за счёт низкой проницаемости фильтрационной корки и незначительного проникновения колюматующей глинистой фазы, обратная фильтрация практически не восстанавливалась и даже смесь 15 % карбоновых и аминокарбоновых кислот оказывалась не эффективной. Соляная кислота и НТФ практически были бесполезны.



Таблица 2

Эффективность восстановления проницаемости фильтрующей среды  
 $\theta = P_{к2} / P_{к0}$ ,  $P_{к} \cdot 10^5 \text{с/м}$

№	Параметры	Фильтровальная бумага	Набивка №1	Набивка №2	Условия эксперимента
1	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$	- 13,87252 0,126114	0,0067 0,6867 0,0309 <b>4,6</b>	0,01893 1,526 0,06195 <b>3,27</b>	Воздействие 15 % HCl на глинистую корку без наполнителей
2	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 0,6867 0,04130 <b>6,16</b>	0,01893 1,526 0,07228 <b>3,8</b>	Воздействие 15 % НТФ на глинистую корку без наполнителя
3	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 0,6867 0,00861 <b>1,285</b>	0,01893 1,526 0,02582 <b>1,364</b>	Воздействие 15 % смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот на глинистую корку без наполнителя
4	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 0,5667 0,00663 <b>0,98</b>	0,01893 1,462 0,01863 <b>0,98</b>	Воздействие 15% смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот на глинистую корку с 7 % наполнителя
5	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 13,734 0,22468 <b>33,534</b>	----	Воздействие 15 % смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот на глинистую корку обработанный с кмц
6	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 0,2747 0,0929 <b>13,866</b>	0,01893 0,4578 0,1478 <b>7,8</b>	Воздействие 15 % HCl на глинистую корку с кмц и наполнителем
7	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 0,2747 0,1030 <b>15,37</b>	0,01893 0,4578 0,1586 <b>8,378</b>	Воздействие 15 % НТФ на глинистую корку с кмц и наполнителем
8	$P_{к0}$ $P_{к1}$ $P_{к2}$ $\theta$		0,0067 0,2747 0,0723 <b>10,79</b>	0,01893 0,4578 0,1098 <b>5,8</b>	Воздействие 15 % смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот на глинистую корку с кмц и наполнителем

✓ Для повышения эффекта удаления фильтрационной корки и кольтатирующей фазы из модели пласта использовали кислоторастворимый наполнитель. В результате после обработки кислотами фильтрационной корки модель пласта стала пропускать через себя воду. Наилучший эффект показала смесь 15 % карбоновых и аминокарбоновых кислот.

✓ Визуальные исследования фильтрационных корок с кислоторастворимым наполнителем после обработки показали отличия поверхности корки после обработки разными кислотами. Корки после обработок смесью карбоновых и аминокарбоновых кислот практически удаляются полностью.

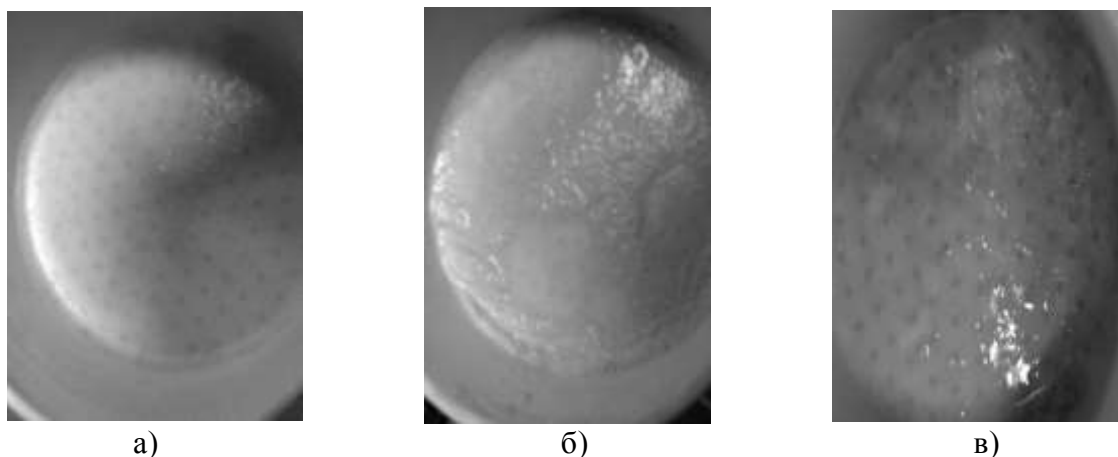


Рисунок 3. Поверхности корок с кислоторастворимым наполнителем:  
 а – после обработки 10 % смеси карбоновых и аминокарбоновых кислот (корка полностью удалена), б – 10 % нитрило-триметил-фосфоновая (корка удалена частично),  
 в – после обработки 15 %-ной соляной кислотой (корка удалена, но осталась тонкая плёнка полимера)

Поскольку кислоты химически не растворяют бентонит (водные алюмосиликаты), то следовало определить причину полученного эффекта. Результаты седиментационного анализа показали, что соляная кислота способствует коагуляции глинистой фазы, в результате глинистые частицы укрупняются и хуже вымываются из модели пласта. НТФ и смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот наоборот дополнительно диспергируют глинистые частицы. Причём смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот более эффективна (количество частиц с размерами 4,5 мкм и меньше увеличено).

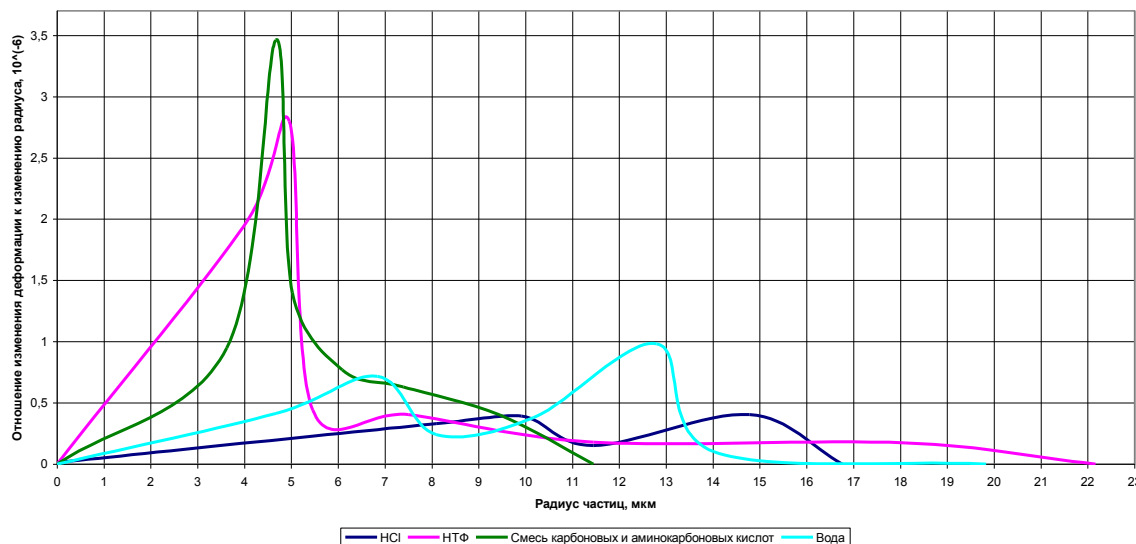


Рисунок 4. Седиментационный анализ. Дисперсная фаза – глина

Выводы:

- Кислотные ванны способны улучшить фильтрационную характеристику коллектора, особенно при введении в раствор кислоторастворимых наполнителей, которые способствуют разрушению структуры фильтрационной корки.
- Замена соляной кислоты смесью карбоновых и аминокарбоновых кислот

повышает эффективность восстановления проницаемости за счёт диспергирующего действия на глинистые частицы.

С учётом пониженной коррозионной активности смесь карбоновых и аминокарбоновых кислот предпочтительнее.

Библиографический список

1. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконт. – ОАО НПО «Бурение», 2006.
2. Рогов Е. А. Методика оперативной оценки эффективности составов жидкостей для разглинизации пористых образцов / Е. А. Рогов, В. В. Грачев, Е. Г. Леонов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 1, 2.
3. Ахметшин Х. М. Технологии заканчивания скважин на Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения / Х. М. Ахметшин // Материалы IV международной конференции «Строительство и ремонт скважин». – Москва, 2006.
4. Подгорнов В. М. Фильтрационные барьеры вокруг горизонтальных стволов в гранулярных коллекторах Арыкумского месторождения / В. М. Подгорнов, Н. С. Сулейменов, Н. Т. Ширдавлетов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – № 2.

УДК 622.234.574

## **Горизонтальные скважины и гидроразрыв пласта**

Яраханова Д. Г. (dilyara.yar@mail.ru)

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, РТ, РФ*

### **1. Введение**

Как известно, цель гидроразрыва пласта заключается в создании трещин для обеспечения притока флюидов к забоя скважины.

Эффективность гидроразрыва пласта зависит от правильного выбора объекта для проведения операций, избрания технологий гидроразрыва для существующих условий и обоснованный подбор скважин для обработки.

Выбор, расстановка горизонтальных скважин и оптимизация параметров трещин для гидроразрыва пласта должны осуществляться с учетом геолого-физических свойств объекта, распределения напряжений в пласте, определяющего ориентацию трещин и системы заводнения.

Существуют различные варианты гидроразрыва пласта с применением горизонтальных скважин.

Рассмотрим многостадийный гидроразрыв пласта в одном стволе горизонтальной скважины.

### **2. Многостадийный гидроразрыв пласта в одном стволе горизонтальной скважины**

Впервые в России компания ПАО «Газпром нефть» на Вынгапуровском месторождении в сентябре 2013 г. ввела в эксплуатацию горизонтальную скважину, на которой произвели 10-стадийный гидроразрыв пласта (ГРП).

Разработчиком месторождения является ОАО «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз». А до этого там же максимальное количество гидроразрывов в одном стволе горизонтальной скважины составляло 8 стадий.

Глубина новой скважины достигала почти 4,5 тыс. метров, длина горизонтального участка превышает 1 тыс. метров. Дополнительная сложность проведенных работ заключалась в том, что толщина пласта, через который проходил горизонтальный отрезок скважины, составляла всего четыре метра.

При этом эффективная горизонтальная длина скважины (отрезок, пронизывающий нефтенасыщенный пласт, не задевающий окружающие породы) достигал 90 %, что выше средних показателей даже при меньшей длине горизонтального ствола.

Был получен дебит более 135 тонн в сутки, что приблизительно на треть превосходил результаты, полученные на горизонтальных скважинах с меньшим количеством стадий ГРП.

Бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта позволяет расширить площадь разработки продуктивного пласта, повысить дебит скважин, пробуренных в отложениях с низкой проницаемостью и относящихся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [1].

ПАО «Газпром нефть» приняло программу работ в этой категории запасов в 2012 году, к 2015 году необходимо было вовлечь в разработку 60 млн тонн трудноизвлекаемых запасов, а к 2020 году этот показатель должен увеличиться до 300 млн тонн.

Осуществление многостадийного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз» позволило предприятию значительно увеличить объем производства по итогам первого полугодия 2013 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года – на 6 %, до 4,4 млн тонн.

Всего за полугодие было введено в эксплуатацию 57 новых скважин, из которых 40 горизонтальных с применением многостадийного гидроразрыва пласта. ПАО «Газпром нефть» использует многостадийный гидроразрыв пласта на 7 месторождениях и изучает целесообразность внедрения этого метода на других участках и активно применяет технологии, которые позволяют повысить эффективность разработки активов с учётом их особенностей [2].

Компания постоянно изучает появляющиеся инновационные методы добычи, адаптирует их и внедряет на своих месторождениях, в том числе, активно применяя многостадийный гидроразрыв пласта.

Схема проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине представлена на рисунке 1.

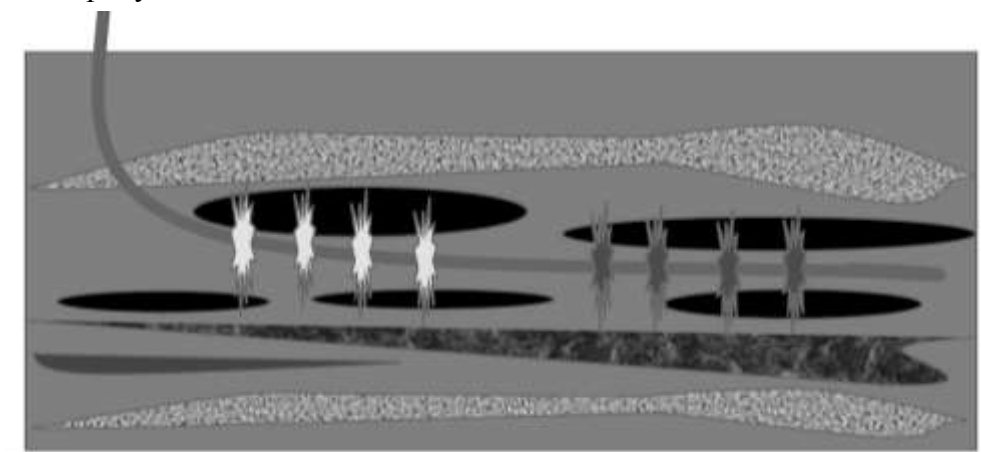


Рисунок 1. Пример многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине [2]

### 3. Выводы

Проводка горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта с последовательным проведением гидроразрывов пласта в одном стволе скважины, позволяет значительно увеличить площадь выработки разрабатываемого пласта, повысить дебит скважины в отложениях с низкой проницаемостью и вовлечь в разработку запасы, относящиеся к категории трудноизвлекаемых.

Применение многостадийного гидроразрыва пласта дает возможность не только увеличить дебит горизонтальной скважины, но и в перспективе ведет к увеличению выработки доли трудноизвлекаемых запасов за счет подбора оптимального способа разработки краевых участков месторождения.

Увеличение количества гидроразрывов не является самоцелью, основной задачей остается определение наиболее продуктивного и экономически обоснованного метода нефтеизвлечения на каждом конкретном месторождении.

## Библиографический список

1. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков, Л. Г. Карпова, В. В. Тюрин, Д. Г. Яраханова. – Казань: Изд-во «Плутон». – 2017. – 450 с.
2. Яраханова Д. Г. О развитии горизонтальных технологий / Д. Г. Яраханова // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: материалы международной научно-практической конференции, посвящённой основателю горизонтального бурения А. М. Григоряну. – Казань: Изд-во «Слово», 2017. – 320 с.

УДК 622.32:355.55

### **Новый образовательный стандарт направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело и профессиональные стандарты: взаимосвязь и проблемы в их интерпретации**

Миклина О. А., Корохонько О. М.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Потребности нефтегазовой отрасли в новых условиях в значительной мере сосредоточены на необходимости адекватного кадрового обеспечения всех направлений развития техники и технологии, применяемые в эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти и газа. В текущей ситуации развития рынка образовательных услуг в нефтегазовой отрасли появляется проблема соответствия уровня квалификации специалистов требованиям обозначенной отрасли к системе подготовки кадров. Существующие отраслевые требования постоянно пересматриваются, отражающиеся в профессиональных стандартах (далее по тексту ПС), в сторону превалирования прикладного характера и компетентностного подхода.

Минобрнауки России 09.02.2018 г. № 96 утвердил новый Федеральный образовательный стандарт (далее по тексту ФГОС 3++) высшего образования бакалавриата по направлению подготовки 21.01.03 Нефтегазовое дело (далее по тексту НГД), согласно которому приём студентов будет осуществляться согласно нового стандарта [2]. Новый стандарт сохранил компетентностный подход в образовании, однако, в отличие от предыдущего стандарта профессиональные компетенции должны быть основаны на профессиональных стандартах. Получается, что профессиональные и образовательные стандарты будут являться элементами единой национальной системы квалификации, то есть комплекса взаимосвязанных документов, которые смогут обеспечить взаимодействие сфер профессионального нефтегазового образования и труда в целях повышения качества подготовки специалистов.

Образовательный стандарт представляет собой перечень обязательных требований к образованию определенного уровня и (или) к направлению подготовки, утвержденных Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере нефтегазового образования и его введение призвано обеспечить:

- единство общероссийского пространства высшего нефтегазового образования и его качество;
- основу для оценки деятельности вузов, реализующих образовательные программы высшего нефтегазового образования;
- признание и установление эквивалентности документов иностранных государств о высшем профессиональном нефтегазовом образовании.

В основе разработанного ФГОС 3++ заложены требования к уровню квалификации и компетенциям по различным областям деятельности со стороны нефтегазодобывающих предприятий (далее по тексту НГД предприятий), они направлены на подготовку выпускников к самостоятельной и многофункциональной деятельности на данных предприятиях. Сегодня в России как, впрочем, и во всем мире единицей образовательного процесса является

образовательная программа, а сам ФГОС нужен для того, чтобы регулировать структуру, условия реализации (кадровые, финансовые, технические), результат освоения программы и, самое главное, это набор компетенции, которые она должна формировать [2].

Произошли изменения в программе бакалавриата. Во ФГОС 3++ нет деления программ на базовую и вариативную части. Сейчас есть выделение обязательной части и часть, формируемой участниками образовательных отношений. К обязательной части программы бакалавриата относят дисциплины, которые должны обеспечивать формирование профессиональных и общепрофессиональных компетенций, установленных в Примерной основной образовательной программе (ПООП) в качестве обязательных. Необходимо отметить, что в настоящее время для направления подготовки НГД создаются определённые трудности, т. к. ПООП на сегодня централизованно не утверждена.

Изменился перечень компетенций, которые необходимо сформировать у выпускника бакалавриата. На смену общекультурным компетенциям пришли универсальные компетенции (системное и критическое мышление; разработка и реализация проектов; командная работа и лидерство; коммуникация; межкультурное взаимодействие; самоорганизация и саморазвитие (в т. ч. здоровьесбережение); безопасность жизнедеятельности). В качестве общепрофессиональных (ОПК) для бакалавров направления подготовки НГД всех профилей подготовки закреплены такие компетенции [2], как:

- способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общепрофессиональные знания (ОПК-1);
- способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений (ОПК-2);
- способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента (ОПК-3);
- способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные (ОПК-4);
- способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств (ОПК-5);
- способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии (ОПК-4);
- способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами (ОПК-5).

Важные изменения касаются области профессиональной деятельности выпускника, освоившего программу бакалавриата.

В статье 11 (в ред. Федерального закона от 29.12.2012 N 273-ФЗ) Закона об образовании [3] записано, что «формирование требований Федеральных государственных образовательных стандартов профессионального образования к результатам освоения основных образовательных программ профессионального образования в части профессиональной компетенции осуществляется на основе соответствующих профессиональных стандартов (при наличии)» (п. 7). Поэтому новый стандарт подразумевает, что профессиональные компетенции, которые устанавливаются программой бакалавриата, должны формироваться на основе профессиональных стандартов, соответствующих профессиональной деятельности выпускников направления подготовки НГД, а также при необходимости, на основе анализа требований к профессиональным компетенциям, предъявляемых к выпускникам, проведения консультаций с ведущими нефтегазодобывающими компаниями. Данное требование было введено в соответствии со

статьей 195.3 «Порядок применения профессиональных стандартов» Трудового Кодекса РФ [1], в которой отмечается, что все профессиональные стандарты обязательны к применению, в частности содержащихся в них требований к квалификации, которая необходима работникам для выполнения своих трудовых функций.

Образовательная организация должна самостоятельно осуществлять выбор профессиональных стандартов, соответствующих профессиональной деятельности выпускников. При этом подчеркивается, что выпускники могут осуществлять профессиональную деятельность и в других областях и (или) сферах профессиональной деятельности при условии соответствия уровня их образования и полученных компетенций требованиям к квалификации работника [2].

При определении профессиональных компетенций, устанавливаемых программой бакалавриата, образовательная организация включает только те, которые должны соответствовать будущей профессиональной деятельности выпускников, и в программу обучения организация:

- включает все обязательные профессиональные компетенции (при наличии в ПООП);
- вправе включить одну или несколько рекомендуемых профессиональных компетенций (при наличии в ПООП);
- включает определяемые самостоятельно одну или несколько профессиональных компетенций, исходя из профиля программы бакалавриата, на основе профессиональных стандартов, соответствующих профессиональной деятельности выпускников.

Завершается новый образовательный стандарт перечнем профессиональных стандартов, которые должны быть соответствовать профессиональной деятельности выпускников, освоивших программу бакалавриата по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело.

В соответствии со ст. 195.1 «Понятия квалификации работника, профессионального стандарта» Трудового Кодекса РФ, профессиональный стандарт – это характеристика квалификации, необходимой работнику для осуществления определенного вида профессиональной деятельности [3]. Он представляет собой нормативный документ, который устанавливает требования к знаниям, умениям, навыкам и опыту работы.

Важное значение профессиональных стандартов признано во многих странах, а в России этот процесс только начинает свое развитие. Разработано довольно много профессиональных стандартов для различных отраслей промышленности, в том числе и для нефтегазовой отрасли. Необходимо отметить, что в ПС нефтегазовой отрасли описываются трудовые функции, необходимые специалисту для выполнения их на рабочем месте в бурении скважин, добыче и транспорте нефти и газа. Стандарты высшего нефтегазового образования также должны находиться в точке пересечения системы образования и нефтегазовой отрасли, объединяя цели образования и профессиональной деятельности, сохраняя определяющую роль профессиональных стандартов при формировании содержания профессионального образования на всех его уровнях.

Профессиональные стандарты очень важны для системы нефтегазового образования, поскольку позволяют понять, какие требования к квалификации выпускника предъявляют, например, нефтегазодобывающее производство (добыча нефти и газа). В свою очередь важно, чтобы образовательные стандарты нового поколения отражали не то, что человек изучает в период учебы, а то, что он должен знать при окончании учебного заведения. Востребованность выпускников вузов на рынке труда является важнейшим показателем эффективности высшего образования, чему, безусловно, будет способствовать гармонизация профессиональных и образовательных стандартов. Таким образом, должна решиться появившаяся в последние годы проблема, когда выпускник учебного заведения обладает одними профессиональными навыками, а работодателю требуются совсем другие

В приложении ФГОС 3++ для работы в сфере нефтегазового дела приведено 24 ПС, которые могут быть применены в подготовке специалистов в бурении скважин, в добыче и

транспорте нефти и газа. В списке присутствуют также стандарты, которые могут быть применены в смежных областях.

Для подготовки бакалавров по направлению подготовки 21.03.01 НГД профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» и профиль ««Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа и газового конденсата» можно отнести следующие:

- Специалист-технолог подземных хранилищ газа,
- Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата.

К смежным стандартам для перечисленных профессий можно отнести стандарты, например, «Специалист по обслуживанию и ремонту нефтезаводского оборудования», «Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли», «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» и т. д., всего таких стандартов семь.

Однако возникает проблема в том, что содержание и наполнение стандартов может изменяться во времени. Например, в 2018 году был утверждён новый ПР для специалистов, работающих на нефтегазодобывающих предприятиях (*«Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата»*), который значительно изменился по отношению с предыдущим, утверждённым в 2014 г., поэтому образовательным организациям необходимо быть очень мобильными и своевременно реагировать на эти изменения.

Рассмотрим содержание ПС *«Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата»* и его состав. Обозначенный стандарт, как любой профессиональный стандарт, состоит из четырёх основных разделов: «Общие сведения»; «Описание трудовых функций, входящих в профессиональный стандарт (функциональная карта вида трудовой деятельности)»; «Характеристика обобщенных трудовых функций»; «Сведения об организациях – разработчиках профессионального стандарта».

В первом разделе приводится общая характеристика профессионального стандарта. Дается наименование вида профессиональной деятельности, основная цель профессиональной деятельности и пр. Рассматриваемый стандарт распространяется на специалистов, выполняющих профессиональную функцию для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата (углеводородного сырья). Основная цель профессиональной деятельности согласно стандарту заключается в обеспечении добычи нефти, газа и газового конденсата (углеводородного сырья).

ПС предполагает описание трудовых функций (второй раздел), входящих в его состав, так называемая функциональная карта. Здесь прописываются обобщенные трудовые функции, соответствующих основных трудовых функций специалистов при выполнении трудовой деятельности с указанием кода и уровня квалификации.

Требования к уровню образования и обучения, закреплённые в функциональной карте ПС для каждой обобщенной трудовой функции, расписываются в третьем разделе ПС. Согласно рассматриваемого ПС, утвержденного в 2018 г., специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата должен выполнять следующие обобщенные трудовые функции с соответствующими квалификационными уровнями: документационное обеспечение добычи углеводородного сырья (*код А уровень квалификации 5*); обеспечение добычи углеводородного сырья (*код В уровень квалификации 6*); организационно-техническое сопровождение добычи углеводородного сырья (*код С уровень квалификации 6*); организация работ по добыче углеводородного сырья (*код D уровень квалификации 7*); руководство работами по добыче углеводородного сырья (*код E уровень квалификации 7*). Уровень квалификации 5 соответствует уровню образования СПО (техник, техник-технолог, техник по добыче нефти и газа), высшему образованию уровня бакалавр соответствует уровень 6, уровня магистр – 7.

Функциональная карта нового ПС для подготовки бакалавров высшего образования (уровень 6) представляет собой информацию, сведённую в таблицу 1.

Третий раздел «Характеристика обобщенных трудовых функций» профессионального стандарта содержит информацию о всех описанных выше обобщенных и трудовых функциях, начиная с её наименования, кода уровня квалификации. Дается описание каждой обобщенной



функции вне зависимости от уровня квалификации. Здесь даются возможные наименования должностей, профессий; требования к образованию и обучению; требования к опыту практической работы; особые условия допуска к работе; наименование базовой группы, должности (профессии) или специальности. В состав каждой обобщённой группы согласно профессиональному стандарту входят несколько трудовых функций. Необходимые умения, знания, выполняемые трудовые функции специалиста по выполнению каждой трудовой функции, описанные в функциональной карте, прописываются далее без описания видов деятельности. Путём анализа трудовых функций, трудовых действий, требований к знаниям и умениям образовательная организация должна выбрать только те элементы обобщённой трудовой функции, к выполнению которых возможно подготовить выпускника образовательной программы и на основе которых, соответственно, должны быть сформированы профессиональные компетенции.

Таблица 1

Функциональная карта вида профессиональной деятельности

Обобщенные трудовые функции			Трудовые функции		
код	наименование	Уро- вень квали- фикации	наименование	код	Уровень (поду- ровень) квали- фикации
В	Обеспечение добычи углеводородного сырья	6	Обеспечение технологического режима работы скважин	В/01.6	6
			Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту (далее – ТОиР), диагностическому обследованию (далее – ДО) оборудования по добыче углеводородного сырья	В/02.6	6
			Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья	В/03.6	6
С	Организационно-техническое сопровождение добычи углеводородного сырья	6	Контроль выполнения производственных показателей подразделениями по добыче углеводородного сырья	С/01.6	6
			Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья	С/02.6	6
			Разработка и внедрение предложений по эффективному и перспективному развитию процессов добычи углеводородного сырья	С/03.6	6

Анализ всех описанных в стандарте обобщённых и трудовых функций (далее по тексту ТФ) ПС «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» показывает, что все прописанные в стандарте обобщённые и трудовые функции уровня бакалавр направлены на выполнение действий по обслуживанию и эксплуатации нефтяных и газовых скважин (контроль за работой скважины, обслуживание наземного оборудования скважин и замерных установок, вывод скважин на режим работы, контроль за технологическим режимом работы скважин, выявлять неисправности в работе оборудования, выявление проблем в работе скважин и борьба с ними, соблюдение техники безопасности и т. д.). Однако не выделена отдельная обобщённая трудовая функция для выполнения работ по сопровождению, контролю, управлению и проектированию разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, что являлось одной из важных областей профессиональной деятельности

специалистов по отношению к предыдущему ФГОС 3+.

После проведенного анализа ПС содержания всех трудовых функций для подготовки специалистов уровня бакалавр, а также входящих в них обобщенных трудовых функций, можно сказать следующее.

В описании трудовых действий присутствуют частичные действия, соответствующие их выполнению по разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Так в описании трудовой функции «*Обеспечение технологического режима работы скважин*» перечислены следующие трудовые действия, которые можно отнести к выполнению работ в области профессиональной деятельности по разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений:

- «Мониторинг и контроль эксплуатации месторождения и скважин»,
- «Анализ эффективности эксплуатации действующего фонда скважин»,
- «Анализ фактических и прогнозных параметров системы пласт-скважина-погружное насосное оборудование-система сбора продукции»,
- «Прогноз влияния истощения пласта на дебиты скважин»,
- «Анализ динамики добычи углеводородного сырья»,
- «Оценка соответствия фактического объема добычи углеводородного сырья прогнозным значениям».

В описании трудовой функции «*Обеспечение выполнения работ по ТОиР, ДО оборудования по добыче углеводородного сырья*» отсутствует перечень трудовых действий в рассматриваемой области профессиональной деятельности. Для выполнения трудовых действий ТФ «*Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья*» можно отнести следующие: «Разработка мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья», «Формирование предложений по оптимизации системы пласт-скважина-погружное насосное оборудование-система сбора продукции». Аналогичная ситуация присутствует и в описании других трудовых функций.

Можно сказать, что в ПС прописаны трудовые действия по контролю за разработкой месторождений, а трудовые действия по выполнению и составлению проектных работ, содержание проекта на разработку месторождения, его назначение отсутствуют.

Также стоит отметить, что идея «привязать» компетенции к профессиональным стандартам, а именно к обобщенным трудовым функциям, отражает прикладной характер предлагаемой системы обучения, что для такой отрасли как нефтегазовая может являться положительным фактором, однако это приводит к узконаправленному обучению, к подготовке специалистов очень узкого профиля.

В контексте согласования профессиональных и образовательных стандартов нужно четко определить требования к компетенциям выпускников, то есть и профессиональные, и образовательные стандарты должны быть ориентированы на использование компетентностного подхода к результатам освоения образовательных программ.

В результате полученного образования любого уровня выпускник должен обладать такими компетенциями, которые позволят ему успешно работать в избранной сфере, обеспечат устойчивость на рынке труда и в то же время профессиональную мобильность.

Первоначальными параметрами, определяющими выбор сопряженных с ФГОС ВО 3++ профессиональных стандартов, является принадлежность ПС к области профессиональной деятельности, обозначенной в образовательном стандарте, а также установление соответствия между типами профессиональных задач, вводимых в ФГОС ВО, и видом профессиональной деятельности, обозначенным в профессиональном стандарте. Кроме того, необходимо учитывать квалификационный уровень, установленный для обобщенных трудовых функций в рамках ПС.

В результате можно сказать, что существует ряд недостатков при переходе высшего нефтегазового образования с ориентацией на ПС, к которым можно отнести следующие:

1. В профессиональном стандарте нет разделений трудовых функций по видам

деятельности, что приводит к затруднениям в переходе от ПС к образовательному стандарту.

2. Отсутствует ПС для подготовки специалистов в области профессиональной деятельности по разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

3. В существующих ПС отсутствует обобщённая трудовая функция для работы специалистов в области профессиональной деятельности по разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Библиографический список

1. Трудовой Кодекс РФ. Режим доступа URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/). Дата доступа 20.03.2019 г.

2. Приказ Министерства образования и науки РФ от 9 февраля 2018 г. N 96 «Об утверждении федерального государственного образовательного стандарта высшего образования-бакалавриат по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело». Режим доступа URL: <http://www.fgosvo.ru/news/21/3563>. Дата доступа 20.03.2019 г.

3. Федеральный закон от 29.12.2012 N 273-ФЗ (ред. от 27.06.2018) «Об образовании в Российской Федерации». Режим доступа URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_140174/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140174/). Дата доступа 20.03.2019 г.

УДК 622.243.24(1-922.3/4)

### **Опыт применения горизонтальных скважин на зарубежных месторождениях**

Яраханова Д. Г. (dilyara.yar@mail.ru)

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, РТ, РФ*

#### **1. Введение**

В настоящее время за рубежом для добычи нефти и газа отмечается широкое применение горизонтальных скважин.

Рассмотрим разработку нижеприведённых месторождений горизонтальными скважинами.

#### **2. Применение горизонтальных скважин на месторождении Прадхо-Бей**

С 2000-х годов продолжается освоение Американского сектора Арктики, представленного на рисунке 1.

В частности ведётся разработка и добыча нефти на месторождении Прадхо Бей / PrudhoeBay.

Начиная с 1984 г. по 2002 г. на месторождении Прадхо Бей / PrudhoeBay пробурено 20 горизонтальных скважин.

Все они оказались высокорентабельными [1].

#### **3. Применение горизонтальных скважин на месторождения Орайон**

Месторождение Орайон считается спутником месторождения Прадхо Бей / Prudhoe Bay, которое представлено на рисунке 2.

Месторождение Орайон расположено примерно в 11 милях к западу от месторождения Прадхо Бей; одна залежь находится на глубине, превышающей 5000 футов (1525 м), и приурочена к формации Шрейдер-Блафф / Schrader Bluff; другая – залежь Бориалис / Bozealis – находится в формации Купарук-Ривер.

Месторождение открыто в 2001 г. и оконтурено за последние два года. В июле 2003 г. началась добыча нефти из горизонтальной скважины Orion V-202 в объеме 3500 баррелей/сут [2].

#### **4. Выводы**

При разработке месторождений углеводородов за рубежом в основном применяются горизонтальные скважины, их количество неуклонно растёт.

Объём добычи нефти из горизонтальной скважины V-202 на месторождении Орайон составил 3500 баррелей/сутки.

Рассмотренные случаи применения горизонтальных скважин показали высокую рентабельность.



Рисунок 1. Разработка и добыча нефти в Американском секторе Арктики [1]



Рисунок 2. Месторождение Прудхо Бей [3]

Библиографический список

1. Нефть и газ [Электронный ресурс]. – URL: <http://neft-i-gaz.ru/litera/index0031.htm> (дата обращения: 07.08.2017).
2. Разработка месторождений нефти на Аляске [Электронный ресурс]. – URL: [https://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/37/](https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/37/) (дата обращения: 06.08.2016).
3. Месторождение Прудхо Бей на карте [Электронный ресурс]. – URL: [http://images.rigzone.com/images/news/library/maps/13/4026\\_200x200.jpg](http://images.rigzone.com/images/news/library/maps/13/4026_200x200.jpg) (дата обращения: 10.01.2019).

### Состав газа – диагностирующий признак для структурных изменений в газовых потоках

Мираламов Г. Ф.<sup>1</sup>, Исмайылов Г. Г.<sup>1</sup>, Искендеров Э. Х.<sup>1</sup>, Избасаров Е. И.<sup>2</sup>

*1 – Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку,*

*Республика Азербайджан*

*2 – КазНИПИмунайгаз, г. Актау, Республика Казахстан*

Многочисленными исследованиями было установлено, что состав природного газа является диагностирующим признаком для оценки различных технологических процессов и параметров нефтегазодобычи. Возможность диагностирования обводнения скважин Оренбургского месторождения косвенным путем – по компонентному составу газа показала, что наибольшим изменениям при появлении воды в скважине подвергаются компоненты  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_1$ ,  $\text{C}_5$ ,  $\text{C}_6$ . Если содержания компонентов  $\text{C}_5$ ,  $\text{C}_6$ , и  $\text{CO}_2$  в большинстве случаев до появления воды в скважине возрастает, а процентное содержание компонента  $\text{C}_1$  уменьшается, то эти компоненты (признаки) могут служить в качестве диагностирующих признаков. Поэтому были использованы все четыре вышеотмеченные информативные признаки (компоненты) для ранжирования и оценки функции классификации  $R$ . Анализ динамики изменения  $R$  в процессе эксплуатации скважин позволил установить, что при значении диагностирующего критерия выше 12 в скважине появляется вода. При этом диагностирующий критерий  $R$  начинает возрастать за несколько месяцев до обводнения скважин. Методика была опробована на нескольких обводнившихся и необводнившихся скважинах Оренбургского месторождения и показала хорошую сходимость результатов.

Авторами статьи на примере месторождения Каламкас Казахстана была проверена возможность диагностирования изменения влажности и других параметров природных и попутных газов после их смешения косвенным путем – по компонентному составу смеси (рисунок 1). Попутный газ после компрессорной станции (МКС) поступает в газопровод, где осуществляется транспорт природного газа после установки промышленной подготовки газа (УППГ). Следует отметить, что для отбора проб газа были выбраны указанные на рисунке точки 1, 2, 3 соответственно для природного, попутного газа и их смесей.



Рисунок 1. Точки отбора проб природного (1), попутного (2) газов и их смеси (3):

УППГ – установка подготовки природного газа; АГРС – автоматическая газораспределительная станция; 1, 2, 3 – точки отобранных проб газа

В таблице 1 представлены компонентные составы и свойства газов, отобранных с УППГ и МКС месторождения Каламкас, а также с входа АГРС-4 месторождения Каражанбас следующими компонентами:  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  +. Были исследованы также свойства газа (плотность, относительная плотность, влагосодержание, точка росы по воде, а также механические примеси). Как и следовало ожидать, состав и свойства природного и попутного газов существенно отличаются друг от друга. В таблице 1 также представлены значения вычисленных параметров для указанных смесей по правилу аддитивности.

Таблица 1

## Компонентный состав природного и попутного газов и их различных смесей

№№	Наименование параметра	Природный газ. Точка 1	Попутный газ. Точка 2	Смесь природного и попутного газов								
				Фактическая смесь газов. Точка 3	30 % прир. газ + 70 % попут. газ (М-1)	50 % прир. газ + 50 % попут. газ (М-2)	70 % прир. газ + 30 % попут. газ (М-3)	80 % прир. газ + 20 % попут. газ (М-4)	Погрешность при сравнении данных фактической смеси газов с данными			
									М-1	М-2	М-3	М-4
Масс.%												
1	Кислород	0,0288	0,0270	<b>0,0257</b>	0,0275	0,0279	0,0283	0,0284	7,16	8,56	9,96	10,66
2	Углекислый газ	0,1883	1,3085	<b>0,4035</b>	0,9724	0,7484	0,5244	0,4123	141,00	85,48	29,95	2,19
3	Азот	5,7984	2,4297	<b>4,8997</b>	3,4403	4,1141	4,7878	5,1247	29,79	16,03	2,28	4,59
4	Метан	92,0752	81,0170	<b>88,6936</b>	84,3345	86,5461	88,7577	89,8636	4,91	2,42	0,07	1,32
5	Этан	0,6310	5,7403	<b>1,7729</b>	4,2075	3,1857	2,1638	1,6529	137,32	79,69	22,05	6,77
6	Пропан	1,1823	2,9122	<b>1,5933</b>	2,3932	2,0473	1,7013	1,5283	50,21	28,49	6,78	4,08
7	Бутан	0,0131	3,0575	<b>0,7167</b>	2,1442	1,5353	0,9264	0,6220	199,18	114,22	29,26	13,21
8	Пентан	0,0829	3,5078	<b>1,7145</b>	2,4803	1,7954	1,1104	0,7697	44,67	4,72	35,23	55,11
9	Плотность газа при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	0,6941	0,7550	<b>0,7130</b>	0,7367	0,7246	0,7124	0,7063	3,33	1,62	0,09	0,94
10	Относительная плотность по воздуху	0,5763	0,6269	<b>0,5920</b>	0,6117	0,6016	0,5915	0,5864	3,33	1,62	0,09	0,94
11	Точка росы по воде, °С	-10	35	<b>-12</b>	21,5	12,5	3,5	-1	279,17	204,17	129,17	91,67
12	Влагосодержание, мг/л	0,2230	4,7994	<b>0,3539</b>	3,4265	2,5112	1,5959	1,1383	868,21	609,58	350,95	221,64
13	Мех. примеси, мг/л	0,5733	0,0788	<b>0,6453</b>	0,2272	0,3261	0,4250	0,4744	64,80	49,47	34,15	26,48

В результате сопоставления этих значений с фактическими значениями параметров смеси (результатами анализа пробы газа, отобранного в точке 3) было установлено, что при транспортировке смеси природного и попутного газов по трубопроводу от точки 1 до точки 3, длиной  $L=62$  км, состав и свойства газов ощутимо меняются. Значения параметров смеси природного и попутного газов (80/20 %), вычисленные по правилу аддитивности, и сопоставление их с фактическими значениями параметров смеси газов (80/20 %) показывают, что претерпевают изменениям больше всех параметры – тяжелые фракции ( $C_4$ ,  $C_{5+}$ ), влага и механические примеси в составе газа, а также точка росы.

Таким образом, результаты анализов структурных изменений смеси транспортируемых газов показали, что компонентный состав углеводородного газа может служить диагностирующим признаком образования жидких фаз, изменения исходного содержания компонентов в смеси в условиях промыслового сбора и транспортировки природных и попутных газов, а также их смесей.

С помощью данной методики также были исследованы смеси природных и попутных газов, транспортируемых по газопроводам Азербайджана. С этой целью были выбраны пункты природного (условно обозначенный «А»), попутного (условно обозначенный «Б») газов и их смеси (условно обозначенный «О»), которые показаны на рисунке 2. Результаты анализов газа, проведенных ежедневно в течение 15 дней, показали, что транспортируемые природные и попутные газы имеют одинаковые составы:  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$ ,  $C_{6+}$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ .

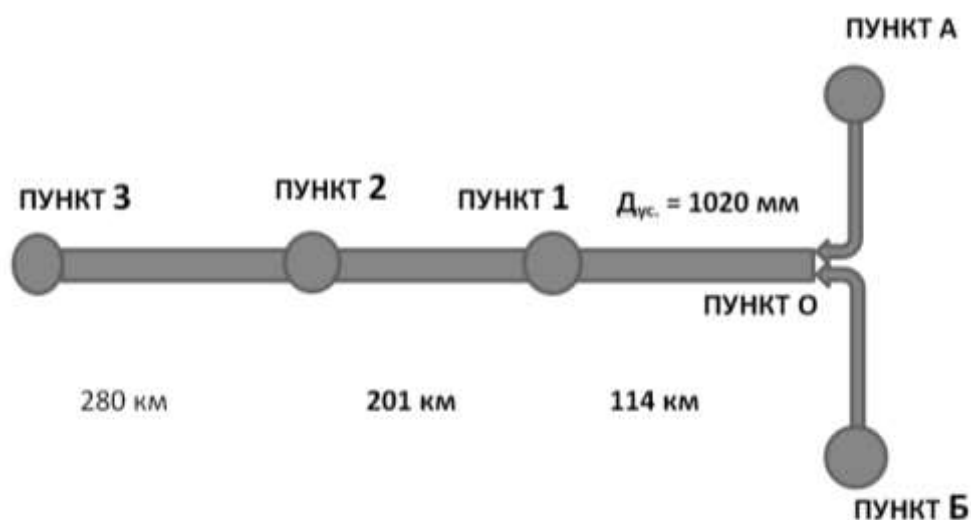


Рисунок 2. Пункты анализа смесей природного (А) и попутного (Б) газов

Анализ результатов исследований динамики изменения структуры природных и попутных газов и их смесей, а также их режимных параметров (давления, температуры, плотности и суточного расхода), показали, что параметры  $C_1$ ,  $C_3$ ,  $C_{6+}$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $\rho$  и  $q$  подвергаются характерным изменениям. Сначала определены интервалы изменений вышеупомянутых параметров, и после этого проведено ранжирование интервалов по 5 бальной системе. Указанные параметры, характеризующие состав газа и их ранги, представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Основные параметры, характеризующие состав газа и их ранги**

$C_1$	$C_3$	$C_{6+}$	$CO_2$	$N_2$	$\rho_q$	Ранги
< 88	< 1,0	< 0,1	< 1	< 0,5	< 0,74	1
88-90	1,0-1,5	0,1-0,15	1-2	0,5-1,0	0,74-0,76	2
90-92	1,5-2,0	0,15-0,20	2-3	1,0-1,5	0,76-0,78	3
92-94	2,0-2,5	0,20-0,25	3-4	1,5-2,0	0,78-0,80	4
> 94	> 2,5	> 0,25	> 4	> 2,0	> 0,8	5

Согласно таблице 2 были определены суммарные ранги для каждого суток исследований анализов газа. Изменения рангов по пунктам представлены в таблице 3.

Таблица 3

**Изменения рангов (R) по пунктам**

Сутки	Пункт «А»	Пункт «В»	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3
1	11	18	16	13	16
2	11	18	16	13	16
3	11	18	16	15	16
4	11	18	16	15	16
5	11	18	16	15	16
6	11	18	16	16	16
7	11	18	16	15	16
8	11	18	16	17	17
9	11	18	16	16	16
10	11	17	16	16	16
11	11	17	16	14	16
12	11	17	16	14	16
13	11	17	16	13	17
14	11	17	16	15	16
15	11	17	16	15	17

По результатам суточных исследований была построена зависимость рангов во времени (рисунок 3). Анализ полученных результатов показал, что неаддитивный характер процессов, происходящих при смешении природных и попутных газов, можно объяснить выделением жидкой фазы и образованием ретроградных явлений в трубопроводе. Утверждением обратного испарения в трубопроводе является возрастание значений ранга, а снижение ранга является показателем обратной конденсации, т. е. накопления жидкой фазы в трубопроводе.

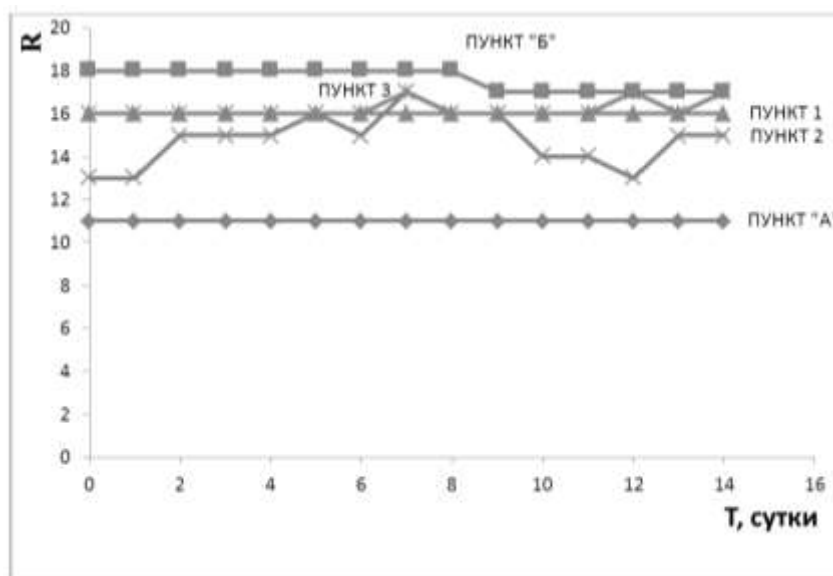


Рисунок 3. Зависимость динамики изменений рангов

Таким образом, многочисленными исследованиями обоснована методика, при помощи которой возможно диагностировать технологическое (внутреннее) состояние трубопроводов при перекачке смесей природных и попутных газов косвенным путем – по компонентному составу газа.



# НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

УДК 536.24

## Разработка и тестирование методики сопряженного теплообмена скважины с учетом фазовых переходов и циркуляции бурового раствора в процессе бурения ММП

Жигарев В. А.<sup>1</sup>, Минаков А. В.<sup>1,2</sup>, Михиенкова Е. И.<sup>1</sup>

*1 – Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, РФ*

*2 – Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, РФ*

Главным фактором, который определяет условия бурения нефтяных и газовых скважин в северных широтах, считается наличие в этих широтах многолетнемерзлых горных пород. Многолетнемерзлые горные породы – это породы, которые постоянно находятся в условиях отрицательных температур. Огромное количество проблем возникает при освоении нефтегазоконденсатных месторождений в зоне вечной мерзлоты. Строительство и эксплуатация нефтегазоносных объектов в условиях вечной мерзлоты осложняется проблемой частичного или полного оттаивания грунтов вблизи объектов, являющихся источником тепла. При строительстве и эксплуатации скважин происходит активное оттаивание окружающих пород, в результате чего образуются просадки, обвалы, пустоты, которые могут способствовать ряду негативных факторов и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Это приводит к долгосрочным ремонтам, простаиванию скважины и значимым потерям буровых жидкостей.

Расчетному исследованию процесса растепления пород вокруг скважин и в процессе бурения, и в процессе эксплуатации посвящено большое количество работ [1-2]. Однако, несмотря на разнообразие работ по исследованию процессов растепления скважин на этапе эксплуатации, работ по исследованию влияния циркуляции бурового раствора на этапе сооружения нет. Хотя именно в процессе сооружения скважин происходит образование каверн, что в последующем приводит к нарушению крепления ствола скважин и не подъём цементного раствора. Поэтому целью данной работы является создание и тестирование математической модели, учитывающей процессы растепления породы на этапе бурения скважины с учетом циркуляции бурового раствора.

### 1.1. Математическая модель циркуляции бурового раствора и флюидов в скважине

Согласно современным представлениям, трехмерные нестационарные течения вязкой жидкости описываются системой уравнений Навье-Стокса, состоящей из уравнения сохранения массы или уравнения неразрывности:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v}) = 0 \quad (1)$$

и уравнений движения или закона сохранения импульса:

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{v})}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v} \cdot \mathbf{v}) = -\nabla p + \nabla(\boldsymbol{\tau}) + \mathbf{F} \quad (2)$$

где  $\mathbf{v}$  – вектор скорости жидкости,  $\boldsymbol{\tau}$  – тензор вязких напряжений,  $\mathbf{F}$  – вектор объемных сил,  $p$  – статическое давление,  $\rho$  – плотность жидкости.

Поскольку в большинстве случаев буровой раствор является неньютоновской жидкостью, для моделирования неньютоновских течений используется широко известный подход [3], в котором среда рассматривается как нелинейная вязкая жидкость с введением эффективной вязкости жидкости  $\mu(\dot{\gamma})$ , в общем случае зависящей от скорости сдвига. При этом тензор вязких напряжений  $\boldsymbol{\tau}$  определяется следующим образом:

$$\boldsymbol{\tau} = \mu \mathbf{D} \quad (3)$$

Составляющие тензора скоростей деформации  $\mathbf{D}$  имеют вид:

$$D_{ij} = \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \quad (4)$$

скорость сдвига  $\dot{\gamma}$  является вторым инвариантом тензора скоростей деформации:

$$\dot{\gamma} = \sqrt{2 \mathbf{D} : \mathbf{D}} \quad (5)$$

Буровой раствор может быть как вязкой ньютоновской жидкостью, так и неньютоновской вязкопластической жидкостью, поведение которой может описываться одной из трех наиболее распространенных реологических моделей: Power Law (степенная жидкость), Bingham-plastic (бингамовская жидкость) и Herschel-Bulkley (степенная бингамовская жидкость). В зависимости от реологии бурового раствора эффективная вязкость имеет вид:

$\mu(\dot{\gamma}) = k \dot{\gamma}^{n-1}$ , для ньютоновской среды ( $k$  – молекулярная вязкость жидкости),

$\mu(\dot{\gamma}) = k \dot{\gamma}^{n-1}$  для степенной модели Power Law,

$\mu(\dot{\gamma}) = \tau_0 + k \dot{\gamma}^{n-1}$  для модели Bingham Plastic,

$\mu(\dot{\gamma}) = \tau_0 + k \dot{\gamma}^{n-1}$  для модели Herschel-Bulkley,

где  $n$  и  $k$  – коэффициенты реологических моделей,  $\tau_0$  – предел текучести вязкопластической жидкости (ниже определенного предельного значения напряжений среда ведет себя как твердое тело, выше этого предела – как несжимаемая вязкая жидкость).

Отметим основные моменты численной методики [4]. Разностный аналог конвективно-диффузионных уравнений (1)–(2) находится с помощью метода конечного объема для неструктурированных сеток. В этом случае полученная схема автоматически оказывается консервативной. Суть метода заключается в разбиении расчетной области на контрольные объемы и интегрировании исходных уравнений сохранения по каждому контрольному объему для получения конечно-разностных соотношений. Аппроксимация конвективных членов уравнений переноса осуществляется соответственно с помощью противопоточной схемы второго порядка QUICK. Диффузионные потоки и источниковые члены аппроксимируются конечно-объемными аналогами центрально-разностных соотношений со вторым порядком точности. Связь между полями скорости и давления, обеспечивающая выполнение уравнения неразрывности, реализуется при помощи SIMPLEC процедуры на совмещенных сетках. Для устранения осцилляций поля давления используется подход Рхи-Чоу, заключающийся во введении монотонизатора в уравнения для поправки давления. Полученные в результате дискретизации исходной системы дифференциальных уравнений разностные уравнения решаются итерационным способом с применением алгебраического многосеточного решателя.

## 1.2. Математическая модель фазовых переходов в процессе растепления/промерзания ММП

При растеплении/промерзании вечномерзлых грунтов происходит процесс плавления или, соответственно, кристаллизации. В данной работе для моделирования этих процессов используется формулировка энтальпия - пористость. В этом методе граница расплава не отслеживается в явном виде. Вместо этого вводится величина, называемая объемной долей жидкой фракции, которая указывает на долю объема ячеек, находящихся в жидком состоянии. Жидкая фракция вычисляется на каждой итерации, на основе баланса энтальпии. В двухфазной зоне жидкая фракция имеет значение от 0 до 1. Она моделируется как «псевдо» пористая среда, в которой пористость уменьшается от 1 до 0, что свидетельствует о затвердевании материала. Когда материал полностью затвердевает в ячейке, пористость становится равной нулю и, следовательно, скорость также падает до нуля. Двухфазная зона

жидкость - твердое тело рассматривается как пористая зона с пористостью, равной объемной доли жидкой фракции. Соответствующие источники стока (притока) энергии и импульса добавляются к сохранению энергии и сохранения импульса.

Для задач затвердевания/плавления, уравнение энергии записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho H) + \nabla(\rho \vec{u} \cdot \vec{u}) = \rho \nabla^2 T, \quad (6)$$

где  $H$  – энтальпия;  $\rho$  – плотность;  $\vec{u}$  – скорость жидкости.

Энтальпия в свою очередь определяется как:

$$H = h + \Delta H, \quad (7)$$

$$h = h_{ref} + \int_{T_{ref}}^T c_p dT, \quad (8)$$

где  $\Delta H$  – скрытая теплота фазового перехода;  $h_{ref}$  – стандартная энтальпия образования вещества;  $T_{ref}$  – стандартная температура;  $c_p$  – удельная теплоемкость при постоянном давлении.

Объемную долю жидкой фазы  $\beta$ , можно определить, как:

$$\beta = 0, \text{ если } T < T_{solidus};$$

$$\beta = 1, \text{ если } T > T_{liquidus};$$

$$\beta = \frac{T - T_{solidus}}{T_{liquidus} - T_{solidus}}, \text{ если } T_{solidus} < T < T_{liquidus} \quad (9)$$

Скрытое теплосодержание теперь можно записать в терминах теплоты фазового перехода,  $L$ :

$$\Delta H = \beta \cdot L, \quad (10)$$

Подход энтальпия-пористость моделирует двухфазную область (частично затвердевшая область) как пористую среду. Пористость в каждой ячейке устанавливается равной доли жидкой фазы в этой ячейке. В полностью затвердевающих регионах, пористость равна нулю. Сток импульса в связи с уменьшением пористости в двухфазной зоне имеет следующий вид:

$$S = \frac{(1-\beta)^2}{(\beta^3 + \varepsilon)} A_{mush}(\vec{u}), \quad (11)$$

где  $\beta$  – объем жидкой фазы;  $\varepsilon$  – численный параметр (0,001), чтобы предотвратить деление на ноль;  $A_{mush}$  – постоянная двухфазного региона;

### 1.3. Граничные условия

Годовой ход среднемесячной температуры поверхности почвы, как и годовой ход температуры воздуха, можно математически описать гармонической функцией:

$$t_{0,\tau} = t_0 \left[ 1 + \frac{A_0}{t_0} \cos\left(\frac{2\pi\tau}{\tau_0} - \varepsilon\right) \right] \quad (12)$$

где  $A_0$  – амплитуда колебаний температуры поверхности почвы;  $t_0$  – средняя годовая температура;  $\tau$  – время;  $\tau_0$  – период колебаний;  $\varepsilon$  – начальная фаза колебаний.

На нижней границе расчетной области устанавливается значение теплового потока, с учетом температурного градиента:

$$g = -\frac{\partial t(l_2, \tau)}{\partial x} \quad (12)$$

## 2. Тестирование математической модели

Тестирование расчетной модели проведено для нескольких модельных тестов. Гидравлика скважины тестировалась на экспериментальных данных Escudier [3]. Рассмотрено установившееся ламинарное течение неньютоновской жидкости в кольцевом

канале без эксцентриситета с вращением внутренней трубы. Размеры канала: длина  $L=1$  м, внешний диаметр 0,065 м, внутренний диаметр 0,04 м. На входе в канал задавался фиксированный расход жидкости равный 0,1529 кг/с. На выходе из канала задавались условия Неймана (равенство нулю производных по нормали к поверхности выхода от всех компонент скорости). Внутренняя труба вращается с угловой скоростью 13,8 рад/с. С учетом наличия вращательного движения число Рейнольдса равно 0,31, число Тэйлора 0,22.

В качестве рабочей жидкости в данном эксперименте был выбран 0,2 % раствор карбопола, реология которого описывается моделью Herschel-Bulkley  $\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n$ , но с другими параметрами,  $n=0,43$ ,  $\tau_0=32$  Па,  $k=12,09$  Па $\times$ с $^n$ ,  $\rho=1000$  кг/м $^3$ .

Для решения данной задачи использовалась расчетная сетка, состоящая из  $20 \times 120 \times 3$  (20 узлов по радиусу и 120 узлов по окружности и 3 по длине канала) расчетных узлов.

На рисунке 1 представлено распределение изолинии аксиальной скорости в поперечном сечении канала и сравнение с экспериментом профиля безразмерной аксиальной компоненты скорости в поперечном сечении канала. Обезразмеривание проведено на величину среднерасходной скорости  $U=0,0728$  м/с. По оси X отложено обезразмеренное на ширину кольцевого зазора расстояние между цилиндрами. Как видно, расчет очень хорошо согласуется с экспериментом.

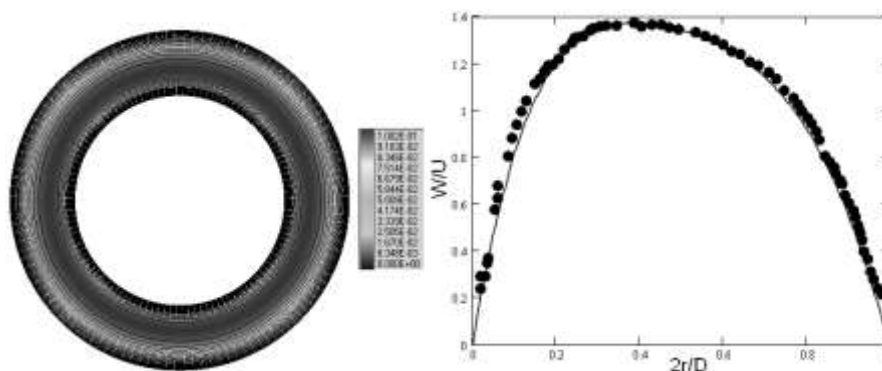


Рисунок 1. Изолинии аксиальной компоненты скорости и профиль аксиальной компоненты скорости. Точки – эксперимент, сплошная кривая – расчет

Для тестирования модели растепления мёрзлого грунта был использован известный эксперимент, представленный в работе [5]. Модель была протестирована по данным годовых измерений температуры буровой скважины на Аляске.

В нашем случае рассматривалась двумерная задача. Размер расчетной области по ширине составлял 10 м, глубина 100 м. Расчет проводился на сетке, состоящей из 20250 ячеек. Временной шаг составлял 5000 секунд.

Для расчета использовались теплофизические свойства почвы, указанные в таблице 1:

Таблица 1

Теплофизические параметры грунта

Параметр	Значение
Плотность грунта, кг/м $^3$	2000
Теплоемкость, Дж/кгК	2000
Коэффициент теплопроводности, Вт/мК	0,8
Скрытая теплота плавления, Дж/кг	350000
Температура замерзания, К	273,14
Температура оттаивания, К	273,16

На верхней границе расчетной области граничным условием являлась гармоническая функция аппроксимации температуры на поверхности почвы:

$$T = -12 + 17 \cos(1,9913 * 10^{-7}) + 273,15 \quad (13)$$

На нижней – тепловой поток, с учетом геотермального градиента, равный постоянной величине 0,06.

На рисунке 2 приведена эволюция температуры на различных глубинах почвы за несколько лет наблюдений. По графикам можно судить о хорошем согласовании результатов моделирования и экспериментальных данных.

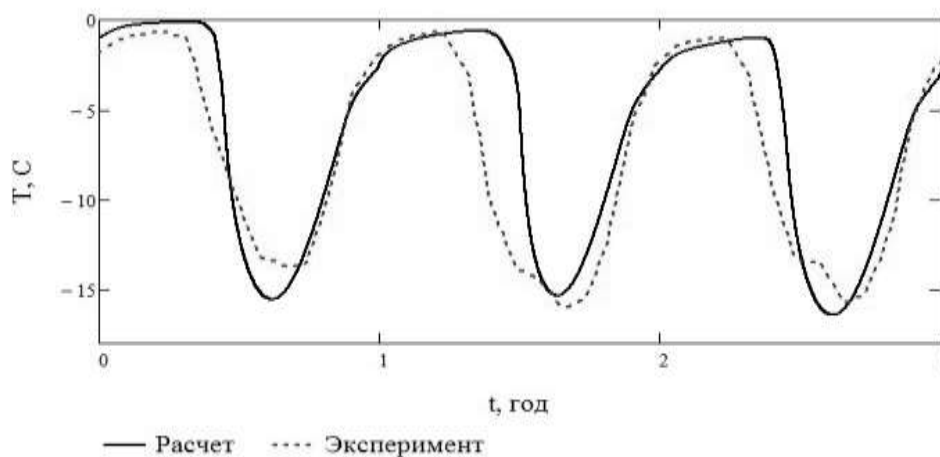


Рисунок 2. Распределение температуры на глубине 0,05 м и на глубине 0,82 м.

### Заключение

Разработана методика расчета сопряженного теплообмена скважины с учетом фазовых переходов и циркуляции бурового раствора в процессе бурения. Разработанная методика учитывает реальные свойства бурового раствора (вязкость, реология), фактические параметры процесса бурения (расход раствора и скорость вращения бурильной трубы) и легко адаптируется к геометрии скважины. Проведено тестирование разработанной методики на имеющихся экспериментальных данных. Показано хорошее согласие с экспериментом.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, Правительства Красноярского края, Красноярского краевого фонда науки в рамках научного проекта: «18-48-242009 Исследование сопряженных тепло-гидравлических процессов при бурении скважин и разработка рецептур буровых растворов для снижения скорости процесса растепления многолетнемерзлых пород.*

### Библиографический список

1. Шевелева Д. В. Динамика сложного теплового взаимодействия нефтяных и газовых скважин с многолетнемерзлыми породами: автореферат. дис. ...канд. физ-мат. наук / Шевелева Д. В. – Тюмень, 2008. – 19 с.
2. Седов В. Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород / В. Т. Седов. – М.: Недра, 1990. – 127 с.
3. Escudier M. P. Effects of inner cylinder rotation on laminar flow of a Newtonian fluid through an eccentric annulus / M. P. Escudier, I. W. Gouldson, P. J. Oliveira and F. T. Pinho // Int. J. Heat & Fluid Flow. – 2000. – Vol. 21. – P. 92-103.
4. Minakov A. V. Mixing in a T-Shaped micromixer at moderate Reynolds numbers / A. V. Minakov, V. Ya. Rudyak, A. A. Gavrilov and A. A. Dekterev // Thermophys Aeromech. – 2012. – Vol. 19 (3). – P. 385-395.
5. Jafarov E. E. Numerical modeling of permafrost dynamics in Alaska using a high spatial resolution dataset / E. E. Jafarov, S. S. Marchenko and V. E. Romanovsky // The Cryosphere. – 2012. - Vol. 6. – P. 613-624.

## Энергоэффективность применения ветрогенератора для вагон-городка в процессе обустройства кустов скважин

Ишмухаметов Э. М., Набиуллин Н. Ф.

ООО «РН-УфаНИПИнефть» г. Уфа, Республика Башкортостан, РФ

На сегодняшний день ветровая энергетика является самым быстроразвивающимся направлением, ежегодно увеличивая мощности на 22 % благодаря сравнительно низким затратам на установку и обслуживание ветрогенераторов. Большое преимущество данного метода получения энергии состоит в том, что ветрогенераторы позволяют снабжать необходимой энергией местности, удаленные от больших городов, в частности территории, на которых располагаются нефтяные и газовые кусты скважин. Кроме того, ветряные потоки – это экологически чистые и постоянно возобновляемые источники энергии, позволяющие проектировать абсолютно новые системы электроснабжения.

Несмотря на то, что в России широко используют ДЭС (Дизельные электростанции), ГТЭС (Газотурбинные электростанции), ГПЭС (Газопоршневые электростанции) в северных районах, где скорость ветра превышает 5-7 м/с, и в некоторых зонах Арктики (скорость ветра – 11 м/с) целесообразно и экономически обоснованно применять ветрогенераторы (рисунок 1).

Целью исследования является расчёт энергоэффективности внедрения ветрогенератора в энергосистему вагон-городка в процессе обустройства месторождений крайнего севера.

Суровые климатические условия и большая площадь арктической зоны являются осложняющими факторами строительства воздушных линий электропередач. На данный момент основным источником энергообеспечения вагон-городка является ДЭС (рисунок 2), топливо для которой доставляется с помощью наземной и воздушной техники. В связи с тем, что вахтовый поселок относится ко II категории надежности электроснабжения, на практике чаще всего требуется подключение дополнительной дизельной электростанции (в качестве независимого источника питания).



Рисунок 1. Зоны ветров на территории Российской Федерации

Использование ветрогенераторов позволит:

1. Оптимизировать денежные затраты на содержание вагон-городка.

2. Уменьшить количество выбросов углекислого газа, который образуется при работе ДЭС.



Рисунок 2. Пример энергосистемы II категории надежности

Принцип работы ветрогенератора основан на преобразовании механической энергии ветра в электрическую. Воздушный поток вращает ротор, приводя в движение ведущую ось установки, которая в свою очередь создает движение вала генератора, образующего электричество (рисунок 3).

Для нахождения оптимального варианта месторасположения ветрогенератора необходимо учитывать ряд метеорологических данных по участку, к которым, в первую очередь, относятся:

1. Метео-анализ региона по данным местных метеостанций.
2. Изучение рельефа местности.
3. Установка метеорологических мачт на предполагаемых площадках.



Рисунок 3. Схема устройства ветрогенератора

На предполагаемой площадке в непосредственной близости от проектируемого месторасположения ветрогенератора должна быть размещена метеорологическая мачта, которая служит для определения скорости набегающего воздушного потока, приводящего в действие ветроэлектрическую установку (рисунок 4). Два чашечных анемометра,

находящихся на мачте, позволяют получить данные для расчета выходной мощности ветрогенератора (таблица 1) [1].

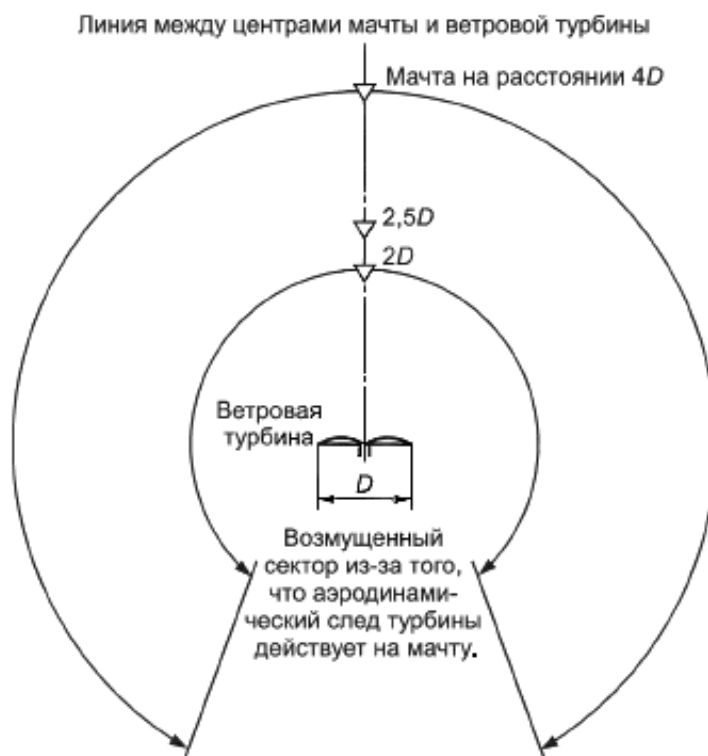


Рисунок 4. Требования к расстоянию до метеорологической мачты и максимально допустимым секторам измерения

Таблица 1

Расчетные данные

График выходной мощности ветрогенератора

Опорная плотность воздуха: 1,225 кг/м <sup>3</sup>				Номера наборов данных, усредненных за 10 мин	Категория А	Категория В	Суммарная погрешность
№ би-на	Скорость ветра на высоте ступицы, м/с	Генерируемая мощность, кВт	$C_P$		Стандартная неопределенность $S_i$ , кВт	Стандартная неопределенность $U_i$ , кВт	Стандартная неопределенность $U_{c,i}$ , кВт
4	2,1	3,6	-0,26	138	0,05	6,3	6,3

Суммарная величина годовой выработки энергии ( $AEP$ ) рассчитывается на основе совместного рассмотрения графика выходной мощности и различных базовых частотных распределений скорости ветра [2]. В качестве базового частотного распределения скорости ветра необходимо использовать распределение Релея, которое эквивалентно распределению Вейбулла. Оценки  $AEP$  должны проводиться для уровня высоты оси ветроколеса при значениях средних годовых скоростей ветра 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 м/с по формуле:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right)$$



где

$AEP$  – годовое производство энергии;

$N_h$  – расчетное количество часов в году, равное 8760;

$N$  – число бинов;

$V_i$  – нормализованная и усредненная скорость ветра в бине  $i$ ;

$P_i$  – нормализованная и усредненная генерируемая мощность в бине  $i$ .

В данном проекте рассмотрено электроснабжение вагон-городка для проживания 210 человек. Для расчета энергозатратности были собраны все основные показатели энергопотребителей с учетом их коэффициента использования. Номинальная мощность вагон-городка составляет 782 кВт, пиковая – 1000 кВт в час. Потребность электроэнергии в год – 6 850 000 кВт.

Согласно требуемой мощности подбираем производительность и количество источников питания (таблица 3). Стоимость энергогенерирующих установок взята из открытых источников [3]. Стоимость 1 кВт ветрогенератора был рассчитан согласно амортизационным затратам установки (на 5 лет).

Таблица 3

Сравнительный экономический анализ

Параметры сравнения:	Источник энергии	
	Ветрогенератор	ДЭС
Производительность генератора, кВт	100	500
Требуемое количество, шт	11	3
Стоимость электричества (1 кВт/ч.), руб.	0,98	19,72
Стоимость (кВт/г.), руб.	6 713 000	135 080 000
Стоимость электрооборудования, млн руб.	66	12
Срок службы, лет	25-30	3-5
Срок эксплуатации вагон-городка, лет	5	

В отличие от дизельной электростанции ветрогенератор не требует постоянного обеспечения дизельным топливом и имеет гораздо больший срок эксплуатации, что делает его экономически предпочтительным вариантом электроснабжения по сравнению с другими источниками электроэнергии. Тем не менее, при реализации мероприятий по электроснабжению наличие одной ДЭС на участке обустройства месторождения является обязательным, поскольку функциональность ветрогенераторов имеет прямую зависимость от метеоусловий (наличия ветровых потоков). При отсутствии необходимых погодных условий электроснабжения вагон-городка будет осуществляться при помощи ДЭС.

Расчет энергоэффективности использования ветрогенератора произведен из его номинальной мощности (таблица 4). Предлагаемый нами вариант подразумевает 70 % обеспечение электроэнергией вагон-городка и 30 % использования ДЭС.

Таблица 4

Сравнительный экономический анализ

Период эксплуатации	Стоимость эксплуатации источников энергии, млн руб.	
	Ветрогенератор/ДЭС	ДЭС
1 год	45,526	135,08
5 лет	226,13	675,41
Экономическая выгода применения ветрогенератора	449,28	

Ветровая энергетика является одним из перспективных альтернативных источников энергии, как в условиях арктической зоны, так и в других труднодоступных районах России. Показано, что при внедрении ветрогенератора, как одного из независимых источников

питания, можно уменьшить издержки на электроснабжение до 66 %. Качественный подход к установке ветрогенератора может решить вопрос поставки топлива и прочих энергоносителей на отдаленные территории, сократив издержки в разы.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 54418.12.1-2011 (МЭК 61400-12-1:2005). Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 12-1. Измерение мощности, вырабатываемой ветроэлектрическими установками.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 1.2 Электроснабжение и электрические сети (Издание седьмое).
3. Основные параметры ветротурбины USW 56-100 [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://fly-tech.com.ua/USW56-100.html> (дата обращения: 10.12.2018).

УДК 622.691.4.004.15

### **Особенности учета основных факторов экономической эффективности инновационной продукции для объектов Крайнего Севера**

Козлов Д. И., Кузьбожев А. С.

*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ*

Как известно, в районах Крайнего Севера РФ сосредоточено достаточное количество объектов газовой промышленности. Некоторые из них, газопровод Уренгой-Помары-Ужгород, введены в эксплуатацию в 80-е гг. прошлого века, а другие – газопровод Бованенково-Ухта – несколько лет назад.

По мере эксплуатации объектов возникает необходимость проводить мероприятия, направленные на восстановление их исходной работоспособности. Эксплуатирующая данные объекты организация (ЭО) на основании существующей нормативно-технической документации определяет перечень и состав ремонтных работ. Последние содержат сведения о методах и способах проведения ремонта, а также применяемые для этого оборудование и материалы.

В целях оптимизации производственной деятельности ЭО профильные научно-исследовательские институты в ходе выполнения научно-исследовательских (НИР) или опытно-конструкторских работ (ОКР) разрабатывают инновационную продукцию. Согласно СТО Газпром РД 1.12-096-2004 [1] термин «инновация» означает нововведение, которое проявляется в технологии выполнения работ, оборудовании, материалах и др. Инновационная продукция может отличаться от существующей по техническим, стоимостным характеристикам и являться результатом усовершенствования существующей продукции или не иметь аналогов.

Согласно нормативному документу [1] для оценки экономической эффективности от внедрения результатов НИОКР определяют величину интегрального эффекта или чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Данный показатель является критериальным:

– научная разработка считается эффективной, если ее интегральный эффект положителен;

– из нескольких вариантов научных разработок лучшим считается вариант с наибольшим интегральным эффектом.

Зачастую экономический эффект от внедрения научных разработок обеспечивается снижением ежегодных операционных затрат, которые определяются при составлении локальных сметных расчетов. Касательно магистральных газопроводов (МГ) снижение операционных издержек возникает в случае уменьшения:

– объема земляных работ;

– периодичности выполнения ремонтно-восстановительных работ;

– времени внеплановых аварийных простоев МГ и пр.

Следовательно, если для группы научных разработок эффектообразующим фактором является снижение операционных затрат, то при обеспечении ими одинакового технического

результата выбирают тот инновационный продукт, на приобретение и внедрение которого потребуются наименьшие затраты. В частности, применительно к МГ выбирают наименее затратный вид ремонта.

Техническая эффективность от внедрения научных разработок определяется надежностью объектов на стадии их эксплуатации. В соответствии с ГОСТ 27.002–2015 [2] надежность – это свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Применительно к МГ понятие надежности может быть сформулировано, как способность МГ сохранять по всей длине неизменные условия транспорта газа: заданного количества, давления, температуры и степени очистки и осушки в течение установленного срока службы.

Сравнительную оценку эффективности альтернативных технических решений производят путем анализа их технико-технологических особенностей (преимуществ и недостатков) по следующим критериям:

- трудоемкость реализации;
- потребность в выполнении ремонтных работ на стадии эксплуатации объекта и частота их проведения;
- доступность для выявления методами локальной диагностики;
- гарантирование работоспособного состояния в течение всего периода эксплуатации;
- опасность для соседних ниток газопровода при аварийном разрушении участка;
- вероятность возникновения отказов на стадии эксплуатации объекта.

В качестве количественного параметра  $\Pi_3$ , позволяющего оценить техническую эффективность инновационной продукции для МГ, используют отношение протяженности или количества участков с повреждениями к их общей протяженности или общему количеству на рассматриваемом участке газопровода:

$$\Pi_3 = \frac{\sum \ell_d}{\sum \ell} = \frac{\sum N_d}{\sum N}, \quad (1)$$

где  $\sum \ell_d$  – суммарная протяженность участков с повреждениями, м;  $\sum \ell$  – общая протяженность участков, на которых реализовано рассматриваемое техническое решение, м;  $\sum N_d$  – суммарное количество элементов МГ с повреждениями (крановых узлов, труб с дефектами и т. п.);  $\sum N$  – общее количество рассматриваемых элементов МГ (крановых узлов, труб и т. п.).

В зависимости от значения параметра  $\Pi_3$  технические решения классифицировали на три категории:

- эффективное  $\Pi_3 = 0-0,05$ ;
- недостаточно эффективное  $\Pi_3 = 0,05-0,3$ ;
- неэффективное.

На основании вышеизложенного установлены количественные показатели экономической и технической эффективности, получаемой в результате внедрения инновационной продукции. Оба показателя являются критериальными при выборе того или иного способа ремонта МГ или реализации отдельных технических решений. Таким образом, необходим универсальный критерий с учетом технической и экономической составляющих.

Степень ответственности при выборе того или иного технического решения для поддержания исходной работоспособности объектов увеличивается в условиях Крайнего Севера по следующим причинам:

- удаленность районов Крайнего Севера от промышленно-развитых и густонаселенных областей России;
- сезонный характер выполнения работ.

В работе [3] упомянуто, что существенное влияние на снижение затрат материалов и труда оказало применение метода функционально-стоимостного анализа (ФСА). Цель ФСА –

максимизация отношений между потребительной стоимостью и затратами на ее обеспечение, то есть поиск баланса между себестоимостью и полезностью объекта. ФСА признает реализованную эффективность как отношение общественной пользы к затратам, которые зависят от уровня или степени выполнения функции  $F$  (степени полезности) и от величины собственных затрат (цен), необходимых для реализации этой функции  $C$ .

Соотношение этих факторов определяет потребительную стоимость, которая характеризует данный уровень решения. Показатель потребительной стоимости определяют по выражению:

$$P = F/C. \quad (2)$$

В конкретном случае применения ФСА главной задачей является максимизация потребительной стоимости.

Для адаптации расчетного выражения потребительной стоимости к объектам МГ значения параметров в выражении (2) будут следующими:

- степень полезности  $F$  заменится на параметр  $(1-P_3)$ ;
- величина собственных затрат  $C$  – значение капитальных и эксплуатационных затрат при реализации отдельного технического решения.

Выполним в качестве примера оценку эффективности технических решений по обеспечению сохранности мерзлых грунтов при эксплуатации МГ. Для этих целей используют станцию охлаждения газа (СОГ) и кольцевую теплоизоляцию (рисунок 1).

Условно примем использование СОГ за Вариант 1, а кольцевую теплоизоляцию – за Вариант 2. По Варианту 1 наблюдается существенное превышение затрат по сравнению с Вариантом 2 в 4,87 раз. Показатель  $P_3$  для Варианта 1 принимает значение 0, для Варианта 2 – 0,61. Таким образом, на основании выражения (2) наименьшие затраты при наибольшей полезности достигаются по Варианту 2.

а



б



в



Рисунок 1. Общий вид станции охлаждения газа (а) и теплоизолированных участков газопровода (б, в)

Однако представленный выше метод имеет также и недостатки. Например, при использовании технологии с наибольшей потребительной стоимостью, но со значением  $P$ , отличным от 0, в процессе эксплуатации могут возникать дефекты изделия, устранение которых потребует дополнительных затрат. Как следствие подсчитанная на первоначальном этапе потребительная стоимость будет выше фактической.

Таким образом, необходим комплексный подход к исследованию эффективности от использования инновационной продукции, содержащий в себе как технические, так и экономические характеристики последней.

Библиографический список

1. СТО Газпром РД 1.12-096-2004. Внутрикorporативные правила оценки эффективности НИОКР. – М.: ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2004. – 52 с.
2. ГОСТ 27.002 – 2015. Надежность в технике. Термины и определения. – М.: ФГУП Стандартиформ, 2016. – 27 с.
3. Давыдова М. Л. Функционально-стоимостной анализ в СССР и за рубежом / М. Л. Давыдова, Э. Л. Демина, Ю. А. Замятин. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1983. – 35 с.

УДК 624.143.3:551.462.32(98)

### **Проблема брызгового обледенения объектов морского нефтегазового промысла**

Мишин В. А.

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, РФ*

Сегодня освоение ресурсов российского арктического шельфа выходят на первый план. За последнее десятилетие около 70 % открытых запасов углеводородов было сделано на шельфе, а доля шельфовых месторождений в добыче углеводородов в мире уже составляет порядка 30 % [1]. Исходя из этого, имеет место предположение, что освоение шельфовых ресурсов углеводородов должно стать приоритетной стратегической задачей Российского нефтегазового сообщества.

Уже реализованные проекты (МСЛП «Приразломная», «Долгинское нефтяное месторождение» и другие), обозначили проблему недостаточности имеющихся технических и технологических решений при разработке нефтегазовых месторождений. Для успешного освоения богатых ресурсов Арктики необходимо решить ряд проблем: конструирование нового (эффективного в Арктических условиях) оборудования, поиск новых технических и экономических решений при создании проектов освоения месторождений.

Арктика – это особая зона, со своими природно-климатическими, экологическими и политическими особенностями, которые ставят проблемы, решение которых предопределяет возможность освоения месторождений. На данный момент каждый реализуемый проект является новаторским со своими технологическими решениями, которые позволяют учесть все особенности данного региона [2].

Брызговое обледенение – характерное природное явление для морских объектов. При проектировании инженерных сооружений, предназначенных для объектов морского нефтегазового промысла, стоит уделить особое внимание данному явлению. Брызговое обледенение поверхности морских сооружений (бортов, палуб, оборудования, дорожек и др.) происходит в результате попадания воды на эти поверхности, при условии, что температура воды в несколько раз выше температуры воздуха [3].

Интенсивность брызгового обледенения определяется следующими факторами: скорость ветра, температура атмосферного воздуха, температура морской воды, соленость морской воды, направление ветра, физические характеристики волн и зыби (высота, длина, скорость и направление распространения).

Проанализировав значения данных параметров в морских районах арктического шельфа России, можно сделать вывод, что брызговое обледенение характерно в период с апреля по май, для следующих территориальных зон (рисунок 1).

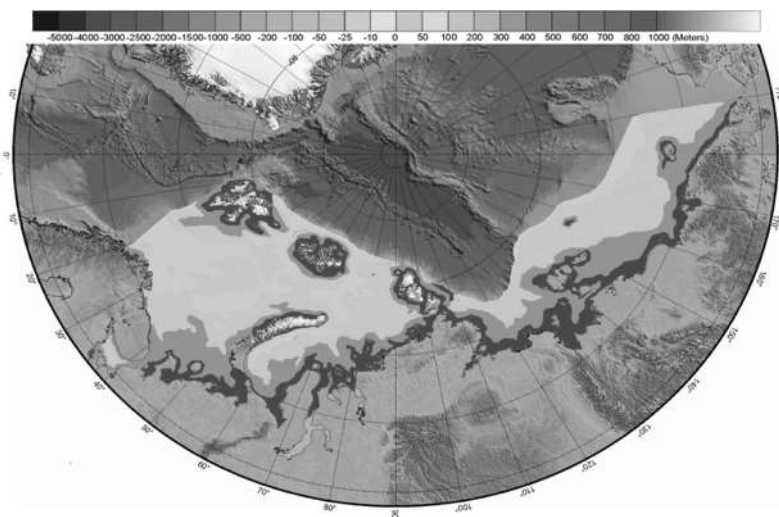


Рисунок 1. Карта опасности ледового обледенения объектов морского нефтегазового промысла на шельфе арктических морей:  – ледовое воздействие

### **Негативные последствия брызгового обледенения**

Ежегодно от брызгового обледенения страдает более 1000 морских судов и различных инженерных сооружений. Стоит отметить, что брызговое обледенение характерно не только для арктических морей России, но оно также распространено в Каспийском и Черном морях.

С начала XX века, ежегодно в Арктике терпели крушение 5-10 морских судов, причиной данных катастроф становилось неготовность моряков к оперативному противостоянию брызговому обледенению, усиливающегося штормом и другими климатическими явлениями.

С совершенствованием технологий получилось снизить, а то и свести к нулю, случаи брызгового обледенения с катастрофическими последствиями для судов и персонала. Однако, даже сегодня брызговое обледенение несет в себе угрозу, заключающейся в нанесении травм персоналу, поломку оборудования, может нанести повреждения несущим опорам морских платформ и сооружений и даже повлиять на остановку действия промысла.

Известны случаи получения травм рабочих при удалении ледовых образований с поверхности морских платформ и судов, подскользывании и нанесении увечий при неаккуратном прохождении по обледенелым поверхностям, лестницам, дорожкам на борту. К сожалению, нет возможности привести конкретные примеры, так как вся информация по данным вопросам содержится в книгах медицинских учреждений на данных объектах.

Также от обледенения страдает промысловое оборудование, находящееся на объекте в открытом виде, без защитных капсул и корпусов. Процесс обледенения может осложнить или вывести из строя оборудование, с возможностью или без возможности его восстановления. Зачастую конструктивные особенности и функциональные возможности, не позволяют защитить каждый отдельно стоящий элемент оборудования на морском промысле, к тому же увеличивается площадь, занятая оборудованием, а на морских сооружениях, это один из главных дефицитов. Поэтому нужно рассмотреть возможность борьбы с брызговым обледенением на начальной стадии, ближе к границам платформ и судов, не позволяя ледовым образованиям разрастаться.

Каждый случай взаимодействия поверхности платформ, судов или других морских нефтегазовых сооружений со льдом, увеличивает поврежденность данных поверхностей, увеличивает коррозионные воздействия и несет предпосылки к аварийности объекта.

Все вышеназванные последствия брызгового обледенения указывают на то, что с ним нужно бороться в кратчайшие сроки, на начальных стадиях и не создавать предпосылок к быстрому ледообразованию и его распространению по площади поверхности объекта.

С брызговым обледенением впервые встретились морские суда, причем это было не в арктических морях. Данное природно-климатическое явление распространено на большом

количестве акваторий, России и мира. Однако, в акваториях шельфовых морей, брызговое обледенение может нанести максимальные повреждения морским сооружениям и привести к трагическим последствиям для человека.

С течением времени, конструкторы и проектировщики морских инженерных сооружений обратили внимание на данную проблему, были выдвинуты некоторые конструктивные решения, позволяющие либо снизить воздействие и разрушительную силу брызгового обледенения, либо предотвратить его. Проанализировав данные методы, был составлен следующий перечень методов борьбы с брызговым обледенением:

1. Ручной инвентарь для сколки льда;
2. Унифицированные системы водяной защиты;
3. Вибрационно-резонансные механические системы;
4. Химические реагенты;
5. Специальные гидрофобные покрытия.

Рассмотрим некоторые из представленных методов.

#### **Ручной инвентарь для сколки льда**

Борьба с обледенением заключается, прежде всего, в сколке льда с помощью ручного инвентаря. В первую очередь надлежит освободить ото льда радиантенны, ходовые огни, спасательные средства, такелаж, рангоут, двери надстроек и рубок, брашпиль, якорные клюзы. Для беспрепятственного стока воды с палубы не допускать замерзания шпигатов, примерзания крышек штормовых портиков.

При работе на палубе каждый член экипажа должен иметь предохранительный пояс со страховочным концом, надежно закрепленным на судовых конструкциях.

При возможности для борьбы с обледенением используется пневмо-рубильный инструмент, пар, горячая вода, вода под давлением.

Очистку ото льда больших судовых поверхностей следует начинать с наиболее высоко расположенных конструкций – (мостиков, рубок), так как их обледенение наиболее значительно ухудшает остойчивость судна.

#### **Вибрационно-резонансные механические системы**

Суть системы в том, что в расчетных точках несущих плоскостей и корпуса сооружений устанавливаются ударно-импульсные устройства, создающие механические колебания на частотах, близких к резонансным для этих поверхностей. Вибрация нарушает прочность сцепления металла корпуса наледью, остальное доделывает набегающий воздушный поток.

Однако иногда для морских инженерных сооружений нет необходимости устанавливать стационарные вибрационно-резонансные системы. Достаточно иметь несколько переносных вибраторов на основе асинхронных двигателей с ротором-эксцентриком и узлы крепления этих вибраторов к очищаемым участкам надстроек как снаружи, так и изнутри. Узлы крепления должны быть обеспечены подачей электроэнергии и иметь хороший доступ для установки/съема вибраторов одним-двумя членами экипажа. Периодическое включение и выключение вибраторов обеспечит вибрацию в широком диапазоне частот, среди которых будут и околорезонансные, т. е. наиболее эффективные для скалывания наледи. Конечно, все это должно быть заранее рассчитано корпусниками-прочнистами, ибо явление механического резонанса весьма разрушительно.

Недостатки системы – зависимость от наличия бортового напряжения, что в аварийных ситуациях не гарантируется; трудности в обеспечении сохранности не часто используемой системы в условиях быстроменяющихся смен рабочих на платформах.

#### **Химические реагенты**

Предполагается распыление на наиболее подверженные обледенению участки платформы различных противообледенительных растворов, которые должны предотвратить возможность образования льда на поверхности. Однако метод осложняется тем, что применяемые противообледенительные растворы должны быть максимально экологичными, так как в условиях Арктики экологичности производства уделяется особое значение.

### Метод противодействия брызговому обледенению (Обогрев поверхности с помощью разветвлённой системы труб)

Суть метода заключается в создании разветвлённой системы труб, расположенной под поверхность сооружений. По трубам перемещается нагретый пар, происходит подогрев поверхности и при попадании на нее брызг ледообразование не происходит.

В первую очередь система труб должна проходить под дряжками, чтобы избежать их обледенения и облегчить работу рабочего персонала, затем по возможности обеспечить максимальную площадь покрытия.

Функционирование данного метода заключается в том, на сооружениях устанавливаются печь или печи (в зависимости от площади обогрева), в них происходит нагрев воды, а затем и пара до необходимой температуры (порядка 85-40 °С). Далее по разветвлённой системе труб происходит движение нагретого пара, что приводит к значительному прогреву поверхности.

Функционирование данной системы зависит от природно-климатических условий и погодных данных. Система не требует постоянного использования, главное заблаговременно отслеживать погодную ситуацию в регионе промысла и при необходимости запустить систему обогрева.

Использование газовых печей позволяет снизить себестоимость данного метода. Так как в качестве энергоресурса используется не электричество (которое очень ценно на объектах морского промысла и зачастую находится в дефиците), а природный газ.

Обслуживание такой системы также не является дорогостоящим, оно заключается в обслуживании печи и замене водного агента, с регулярной прочисткой и обработкой системы труб от механических примесей и элементов коррозии.

Основные параметры, характеризующие эффективность применения данного метода:

1. Площадь обогреваемой поверхности;
2. Время обогрева;
3. Количество затраченной энергии;
4. Разница температур поверхности до и после обогрева;
5. Длина системы труб.

Конструкция системы

Предполагаемая система будет рассмотрена на примере морской нефтегазовой платформы (рисунок 2).

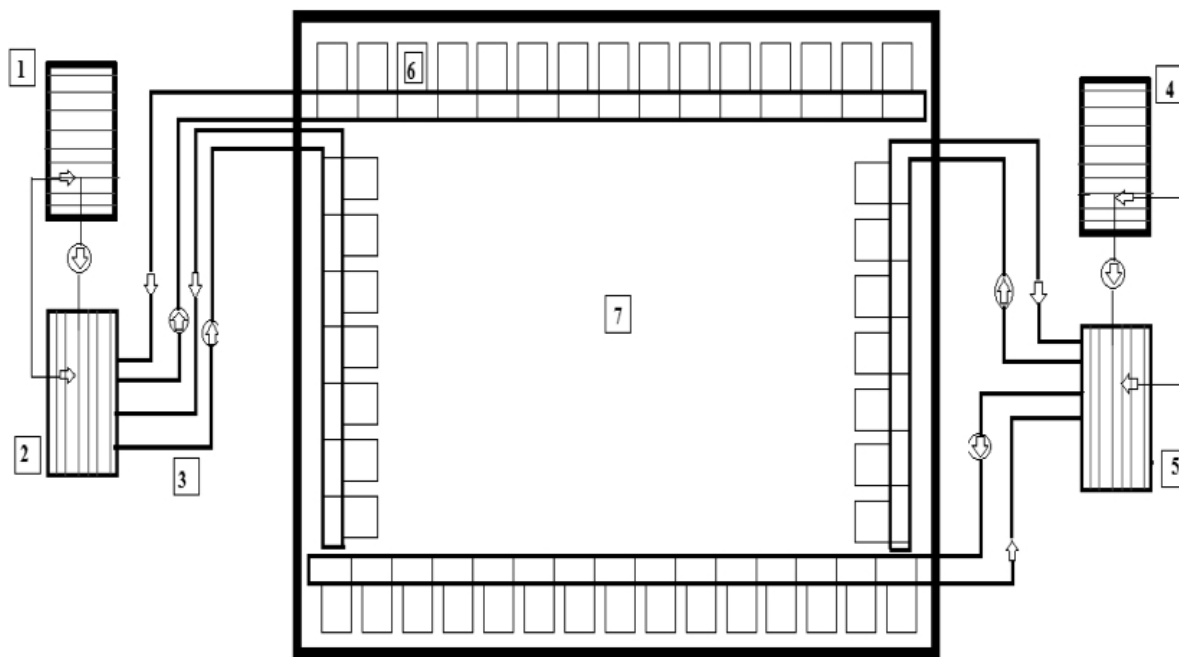


Рисунок 2. Структурная схема модели



На рисунке 2 цифрами 1 и 4 отмечены нагревающие печи, сырьем для их работы служит природный газ, печи выбираются необходимой мощности (диапазон необходимых мощностей рассмотрен ниже). Цифрами 2 и 5 обозначены теплообменные аппараты. Цифрой 3 обозначена система алюминиевых труб с внутренним диаметром ( $D_{вн}=50$  мм), цифрой 6 система алюминиевых труб с внутренним диаметром ( $D_{вн}=10$  мм). Схематическими знаками представлены насосы, позволяющие системе функционировать. По трубам перекачивается антифриз (температура замерзания которого  $T_z = -40 - -50$  °С).

#### Расчет объема ледообразования

Используя ряд эмпирических формул (1-4), был произведен расчет объемов ледообразования. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Используя формулу 1 можно определить массу льда, образующегося на поверхности платформы в час, в результате брызгового обледенения.

$$I = \sum \beta \cdot W \cdot S_i \quad (1)$$

где

$\beta$  – коэффициент намерзания;

$W$  – масса воды попадающей на поверхность платформы в час;

$S_i$  – площадь платформы подверженная брызговому обледенению.

$\beta$  является функцией от температуры поверхности платформы  $T_{пп}$ , температуры воды  $T_{в}$ , скорости ветра  $V_{в}$ .

$$\sum S_i = \Delta b \cdot a \quad (2)$$

$\Delta b$  – ширина поверхности (5 м);

$a$  – длина поверхности (85 м).

Максимальная высота ледообразования ( $h_{л}$ ) может быть рассчитана по формуле 3, данная зависимость является эмпирической:

$$h_{л} = 3,8 \cdot 10^{-2} \cdot v_{в}^{1,75} + \lambda \quad (3)$$

где  $\lambda$  – средняя высота волн, м.

Также введем такой параметр как средняя толщина ледообразования на поверхности платформы,  $H_{ср}$ :

$$H_{ср} = \frac{I_w}{S \cdot \rho_{л}} \quad (4)$$

Таблица 1

Значение основных параметров брызгового обледенения.

W (кг/час·м <sup>2</sup> )				
<50	125-225	250-350	800-1200	1800>
I (т/час)				
1,3	7,7	19,2	80,8	160,6
I <sub>w</sub> (т)				
22,9	84,2	153,0	242,3	321,3
h <sub>л</sub> (м)				
1	3,5	7	12,5	22,5
H <sub>ср</sub> (м)				
0,06	0,22	0,41	0,62	0,82

Проведенные расчеты показали, что брызговое обледенение может внести значительные осложнения в работе морского нефтегазового промысла, осложнить рабочий процесс персонала, а также повредить ряд оборудования.

#### Расчет технологических параметров метода

Расчет полезного действия системы и основных технологических параметров предполагается рассчитываться с учетом конвективного теплообмена между движущейся по

циклу системы трубопроводов жидкости (антифриза) и стенками трубы.

Количество теплоты предполагается рассчитать с помощью теории Ньютона-Рихмана. На основании данных расчетов будут сделаны выводы о технологической эффективности метода.

В данной работе приведены теоретические аспекты брызгового обледенения морских сооружений, его влияние на их функционирование и на безопасность рабочего персонала, разобраны факторы, предопределяющие брызговое обледенение на морских объектах.

Также подробно разобраны природно-климатические условия Арктических морей России, на основании полученной информации, выделены основные эпицентры и опасные зоны, в которых регулярно происходит брызговое обледенение.

Рассмотрены вопросы и методы борьбы с брызговым обледенением. В результате проведенного анализа не было выявлено ни одного успешно функционирующего, который бы в полной мере защищал поверхность объектов, работу оборудования и рабочий персонал.

Поставлена задача – разработать метод борьбы с брызговым обледенением морских промышленных объектов (в первую очередь нефтегазодобывающих платформ), который бы в полной мере выполнял защитные функции, а также отвечал всем производственным и экологическим нормам производства.

Была разработана модель разветвлённой системы труб с целью подогрева поверхности, предполагается, что данный метод позволит обеспечить безопасность персонала и оборудования в процессе брызгового обледенения.

УДК 624.953

### **Анализ конструкций резервуаров СПГ для условий Крайнего Севера и Арктики**

Новинский В. С., Сальников А. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Сжиженный природный газ (СПГ) – это природный газ (преимущественно метан), охлажденный до температуры сжижения (113 К). СПГ представляет собой бесцветную жидкость без запаха, которая не токсична и не вызывает коррозии. В жидком состоянии газ занимает гораздо меньший объем. Одинаковое количество СПГ и газообразного природного газа отличаются по объему в 600 раз. Чистый СПГ не горит, сам по себе не воспламеняется и не взрывается. На открытом пространстве при нормальной температуре СПГ возвращается в газообразное состояние и быстро смешивается с воздухом. При испарении природный газ может воспламениться, если произойдет контакт с источником пламени. Для воспламенения необходимо иметь концентрацию газа в воздухе от 4,4 до 17 %. Если концентрация менее 4,4 %, то газа будет недостаточно для начала возгорания, а если более 17 %, то в смеси будет слишком мало кислорода. Для использования СПГ подвергается регазификации – испарению без присутствия воздуха.

Но существуют технологические преимущества этого вида газа над нефтью и углем. К ним относятся:

- повышенная удельная теплота сгорания;
- высокий коэффициент полезного действия;
- экологичность;

– низкая стоимость при транспортировке на расстояние до 2000 км морским путем и 4000 км по суше.

СПГ рассматривается как приоритетная или важная технология импорта природного газа целым рядом стран, включая Францию, Бельгию, Испанию, Южную Корею и США. Самый крупный потребитель СПГ – Япония, где практически 100 % потребностей газа покрывается импортом СПГ.

В 1912 году был построен первый экспериментальный завод, не использовался для коммерческих целей.

Первое низкотемпературное хранилище сжиженного метана было сооружено в 1939 г. в

штате Виргиния (США). Сжиженный газ хранился в течение четырех месяцев в горизонтальном цилиндрическом резервуаре емкостью около 60 м<sup>3</sup>. Резервуар был изготовлен из никелевой стали (2 % Ni) и изолирован пробковыми плитами толщиной около 600 мм.

В 1941 г. в районе г. Кливленд было введено в эксплуатацию низкотемпературное хранилище сжиженного метана, состоявшее из четырех больших резервуаров общей емкостью около 15 тыс. м<sup>3</sup>.

В 1954 г. в Советском Союзе был построен завод сжиженного метана, на котором предполагалось соорудить два низкотемпературных хранилища: малое (оперативного характера) и большое для более длительного хранения.

Первыми изотермическими резервуарами (конец 1950-х гг.) были металлические резервуары так называемой «самонесущей» конструкции.

2009 год – запущен первый в России завод СПГ, п. Пригородное, Сахалинская область (проект «Сахалин-2»), объем резервуаров 200 тыс. м<sup>3</sup>.

СПГ-завод в Выборге, который планируется запустить в 2019 году. 8 января 2019 года президент России Путин дал команду на ввод в эксплуатацию терминала СПГ в Калининграде, который обеспечит поставки газа в область.

Проект «Балтийский СПГ» в Ленинградской области. В 2014 году прорабатывалось обоснование инвестиций в проект; начало выпуска продукции запланировано на 2024 год [1, 2].

В условиях Крайнего Севера применяют изотермические РВС, которые классифицируются по:

- конструкции стенок (одностенные, двустенные, мембранные);
- конструкции внутренней крыши (самонесущая, подвесная);
- типу изоляции (экранная, пористая, засыпная, жесткая);
- материалу стенок (металлические, железобетонные, комбинированные);
- расположению относительно поверхности земли (подземные, наземные).

Резервуары для хранения сжиженного природного газа преимущественно выполняются с двойными стенками: внешняя стенка предназначена для задержки паров СПГ, а вокруг внутренней стенки имеется система изоляции, содержащая криогенную жидкость. Резервуары выполняются из металлов или сплавов с низким коэффициентом теплового расширения, которые не охрупчиваются при соприкосновении с криогенными текучими средами (то есть, из алюминия или стали с девятипроцентным содержанием никеля). Вокруг современных резервуаров устраиваются насыпи, бермы, дамбы или обвалования, рассчитанные на прием утечек любого объема, а именно до 110 % от объема соответствующего резервуара. Основные конструкции резервуаров представлены на рисунке 1.

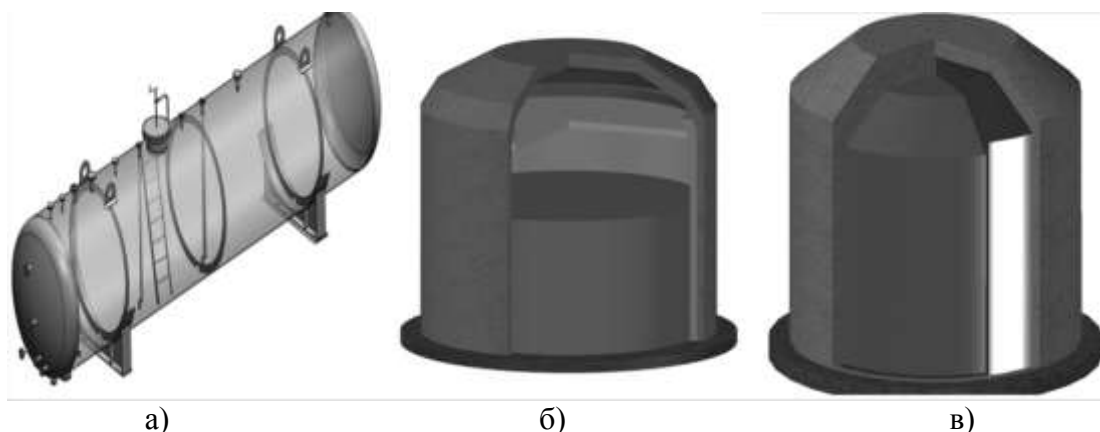


Рисунок 1. Конструкции изометрических РВС: а – одностенный; б – двустенный с подвесной крышей; в – мембранный

Для теплоизоляции резервуаров хранения СПГ следует использовать негорючие закрытопористые теплоизоляционные материалы (рисунок 2). Проектные сценарии пожара не должны вызывать ухудшения теплопроводности теплоизоляции в результате ее плавления

или усадки. Должна обеспечиваться возможность удаления природного газа из теплоизоляции резервуаров хранения СПГ, расположенной в межстенном пространстве, путем продувки инертным газом.

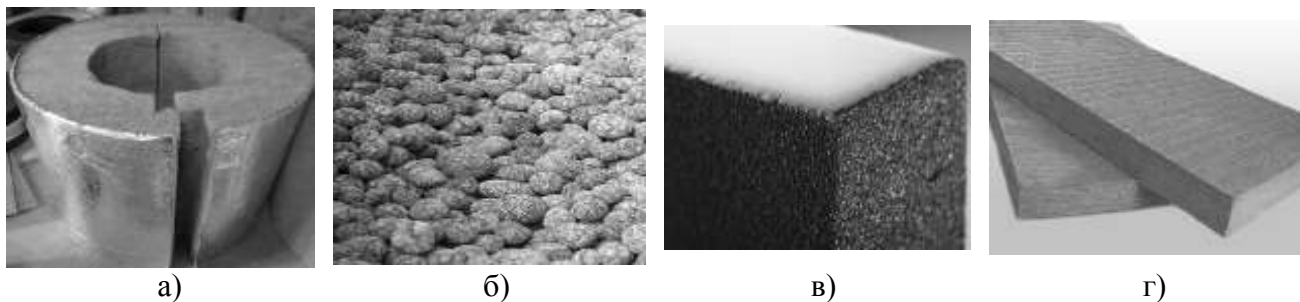


Рисунок 2. Виды изоляции стенок резервуаров: а – экранная  $k=0,048-0,07$  Вт/м·К; б – засыпная  $k=0,1-0,18$  Вт/м·К; в – пористая  $k=0,038-0,05$  Вт/м·К; г – жесткая  $k=0,02-0,04$  Вт/м·К

Межстенное пространство двустенных изотермических резервуаров заполняется вспученным перлитовым песком или устанавливается теплоизоляция из стекловолна, пеностекла и др. Затем осуществляется просушка теплоизоляции сухим азотом. Дополнительно возможно добавление компенсационного слоя из эластичного минерального войлока, который способен частично предупредить температурные деформации внутреннего резервуара [3].

Также конструкцией РВС должно быть предусмотрено препятствие таким процессам, как:

- испарение сжиженного природного газа – любой приток тепла в устройство, содержащее СПГ, приводит к частичному испарению последнего, и если СПГ находится в закрытом объеме, теплопритоки, которые неизбежны, приводят к быстрому возрастанию давления;

- старение сжиженного природного газа – происходит в пониженных точках сети СПГ (продувочные резервуары и т. д.) в зависимости от времени пребывания СПГ в этих местах. В результате может произойти полное испарение метана, разогрев жидкости выше  $-80$  °С, опасность замерзания оставшихся тяжелых углеводородов во время прохождения порции свежего СПГ и, как следствие, забивка твердой фазой фильтров СПГ (рисунок 3);

- поломка оборудования из-за образования льда (рисунок 4).



Рисунок 3. Замерзшие тяжелые углеводороды



Рисунок 4. Обледенение оборудования РВС

Борются с этими явлениями с помощью осушки оборудования после гидравлических испытаний и перед пуском в эксплуатацию. Эта сушка должна быть особо тщательной в связи с необходимостью предупреждения повреждения движущихся деталей (штанги, запорные элементы задвижек, оси насосов и т. д.) образующимся льдом, прямым растворением испарений в СПГ, слегка предварительно охлажденном при извлечении из

резервуаров перед перекачкой и регазификацией, реализуемой в колонне, в которой организована достаточная поверхность массообмена жидкость-газ, обратное ожидение после компрессии в теплообменнике с СПГ при высоком давлении (сжиженные таким способом испарения направляются обратно в резервуары) [4, 5] (рисунок 5).

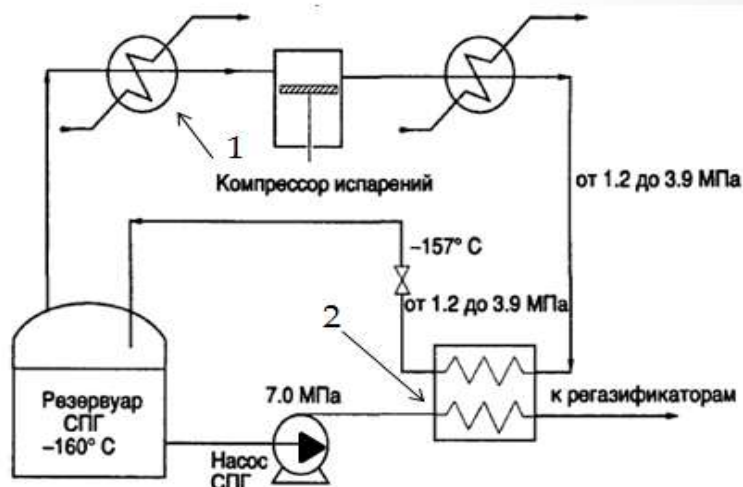


Рисунок 5. Процесс рекуперации паров СПГ: 1 – холодильные секции; 2 – теплообменник

Одним из способов уменьшения размеров криоёмкостей, сокращения потерь вследствие испарения и увеличения времени бездренажного хранения СПГ является предварительное охлаждение и перевод СПГ в переохлажденное состояние. Процесс «АР-Х» удовлетворяет потребностям промышленности в преимуществах, связанных с крупным масштабом производства, которые можно получить на больших установках в одну технологическую линию. Стоимость выработки СПГ на установке значительно снижается благодаря преимуществам процесса «АР-Х» (AirProduct-США). В настоящее время строится шесть технологических линий, каждая мощностью около 7,8 млн т/год СПГ (рисунок 6) [6].

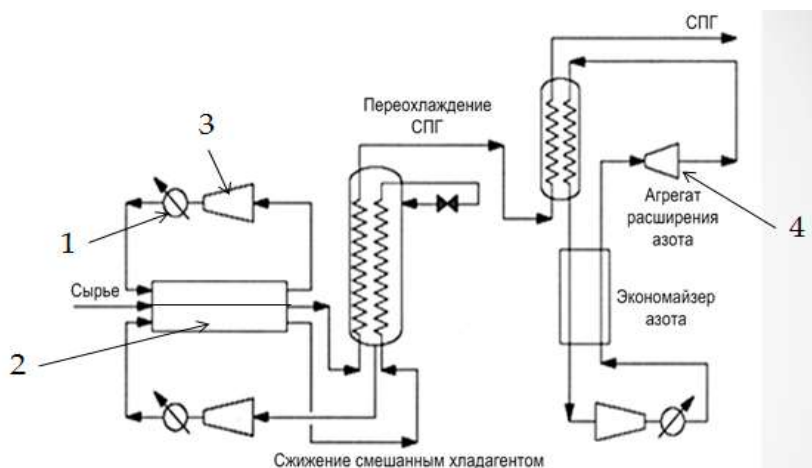


Рисунок 6. Процесс производства СПГ «АР-Х»:

1 – холодильные секции; 2 – теплообменник; 3 – конфузор; 4 – диффузор

Для примера можно рассмотреть такие объекты на территории Крайнего Севера, как Сахалин-2 и Ямал СПГ.

На объекте Сахалин-2 для хранения используются двухстенные резервуары СПГ с подвесной крышей. Стенки состоят из нескольких элементов. Внешний резервуар – бетонный, толщина его стен – около 1 м у основания и до 0,5 м вверху. Второй резервуар играет роль пароизоляционного барьера. Он сделан из углеродистой стали и примыкает к

внешнему резервуару. Для защиты соединений применяются специальные муфты, протестированные при температурах до -168 градусов Цельсия (рисунок 7).



Рисунок 7. Резервуары на объекте Сахалин-2

Объект «Ямал СПГ» – объект значительной мощности по добыче, сжижению и поставкам природного газа, расположенный на полуострове Ямал. Состоит из завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) мощностью около 16,5 млн тонн в год на базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, запасы газа в котором оцениваются в 926 млрд м<sup>3</sup>, и морского порта Сабетта для погрузки продукции на СПГ-танкеры. Резервуары состоят из внутреннего стального контейнера и внешнего бетонного, высота резервуаров 40 метров, а диаметр около 80 метром, объем резервуара достигает 160000 м<sup>3</sup>, фундамент выполнен в виде свайного поля с высоким плитным ростверком (рисунок 8).



а)

б)

Рисунок 8. Резервуары на объекте Ямал СПГ: а – резервуар СПГ во время строительства, б – резервуар СПГ во время эксплуатации

#### Библиографический список

1. Аль-Мутава Е. Альтернативы развития производства СПГ / Е. Аль-Мутава // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1989. – № 2 – С. 103-106.
2. Едигаров С. Г. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ / С. Г. Едигаров, С. А. Бобровский. – М.: Недра, 1973. – 180 с.
3. Тер-Саркисов Р. М. Концепция строительства завода СПГ на Ямале / Р. М. Тер-Саркисов, Г. Э. Одишария, Н. И. Изотов // Газовая промышленность. – 2005. – № 1. – С. 72-74.

4. Клименко А. П. Сжиженные углеводородные газы / А. П. Клименко. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 420 с.
5. <http://lngas.ru/>
6. <http://www.airproducts.ru/>

УДК 553.983 (73)

## Сланцевая нефть и газ или морские ресурсы Арктической зоны Российской Федерации

Петухов А. В.

*Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, РФ*

На сегодняшний день во многих нефтедобывающих странах мира наблюдается стремительное ухудшение состояния минерально-сырьевой базы УВ ресурсов. Поиск оптимальных с точки зрения экономической рентабельности проектов уводит компании-операторы в сторону морской добычи нефти и газа. Прогнозная оценка ресурсов углеводородов в акваториях континентальных шельфов морей только в Российской Федерации превышает 100 млрд тонн условного топлива. При этом подавляющая часть этих ресурсов расположена на Арктическом шельфе Российской Федерации, а степень изученности этих территорий не превышает 5%. За последние десятилетия на шельфе Арктики выявлен целый ряд месторождений, относящихся к разряду уникальных. Так, Штокмановское газоконденсатное месторождение, расположенное в центральной части Баренцева моря, является крупнейшим в мире из морских неразрабатываемых месторождений, обладая разведанными запасами в 3,9 трлн м<sup>3</sup> газа и около 56 млн т газового конденсата. Геологические ресурсы нефти на российском шельфе достигают 40,3 млрд т (из них извлекаемые – 12 млрд тонн). Наибольшая доля (около 67%), как показывает анализ структуры распределения начальных суммарных углеводородных ресурсов по акваториям (см. рисунок 1), приходится на Баренцево, Печорское и Карское моря.

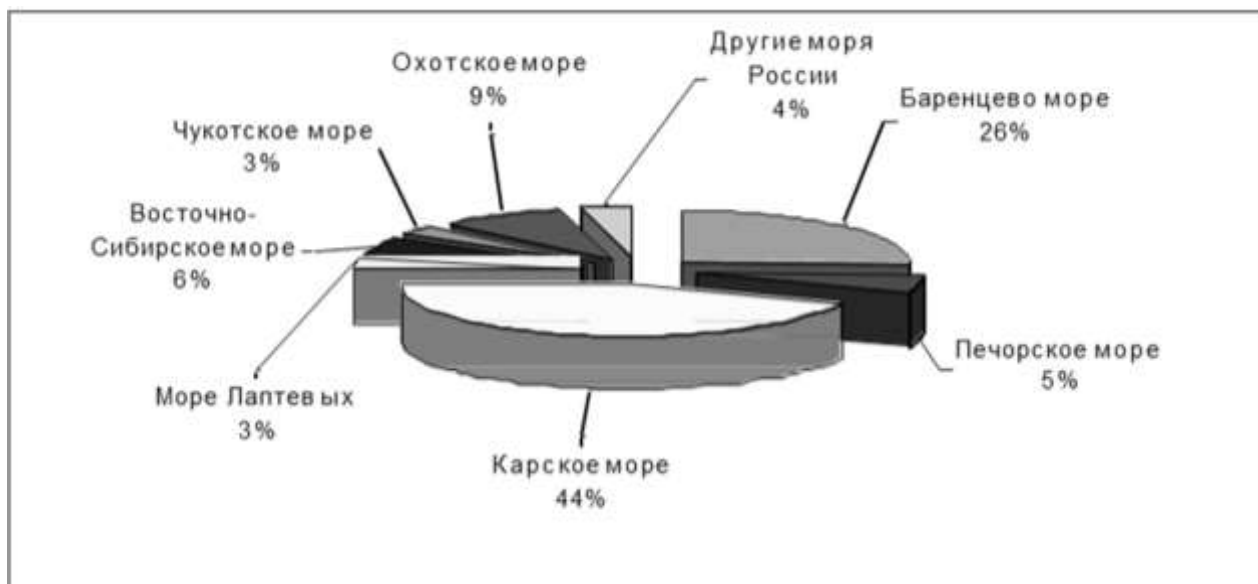


Рисунок 1. Распределения начальных суммарных ресурсов по акваториям России [1]

Компенсация падения уровня добычи нефти и газа в традиционных нефтегазодобывающих регионах России может быть успешно решена за счет освоения морских ресурсов Арктики. Арктический континентальный шельф России является одной из самых привлекательных и перспективных территорий с точки зрения потенциала добычи нефти и газа. По предварительным оценкам, Арктика содержит до 25% мировых запасов УВ сырья, являясь гарантом энергетической безопасности для многих стран Европы и мира на ближайшие десятилетия. Наряду с этим стоит отметить, превращение Арктики в

энергетическую кладовую возможно только посредством решения вопросов технико-технологического, экономического, нормативно-правового, а также экологического характера. Ключевая стратегическая задача для Российской Федерации в Арктике сегодня – освоение нефтяных и газовых месторождений континентального шельфа и превращение Арктики в крупнейший регион мировой нефтегазодобычи. Дальнейшее развитие России в качестве энергетической сверхдержавы во многом зависит именно от решения данной задачи. Наряду с этим необходимо отметить, что освоение морских месторождений Арктики – беспрецедентно сложная задача в современных условиях. Перед государством и нефтегазодобывающими компаниями стоят совершенно новые задачи, от решения которых будет зависеть эффективное и безопасное освоение углеводородных ресурсов арктического шельфа. Некоторые исследователи по масштабам и вызовам, стоящим перед нефтегазовой отраслью, сравнивают начало освоения УВ ресурсов Арктики с освоением Космоса.

С другой стороны, сегодня мировая нефтегазовая отрасль переживает изменение архитектуры геополитических взаимоотношений. Благодаря развитию новых технологий стало возможным развитие добычи нефти и газа из нетрадиционных источников [2]. Можно с уверенностью говорить о наступлении эпохи высокотехнологичной энергетики. Ярким примером такого явления может служить сланцевая добыча газа и нефти в США.

Одним из крупнейших плеев сланцевой нефти в США является Пермский бассейн (Permian), расположенный на западе Техаса и охватывающий юго-восточную часть Нью-Мексико (рисунок 2). По прогнозам геологов, его запасов хватит не менее чем на четверть века, а работающие в Пермском бассейне компании, будут получать прибыль, даже если цена на нефть упадет до \$25 за баррель. Так, например, считает Скотт Шеффилд, председатель совета директоров компании Pioneer Natural Resources. Это компания является ведущим участником сланцевой добычи, которая одной из первых начала разрабатывать Пермский бассейн. Руководство компании прогнозирует, что средние темпы роста добычи будут не ниже 15 % в период до 2026 года [5].



Рисунок 2. Основные сланцевые плеи США

Расходы на добычу нефти и газа в Пермском бассейне, по данным ведущего информационного агентства «Bloomberg», намного ниже, чем в других сланцевых плеях (рисунок 3), поэтому компании будут наращивать бурение новых скважин в этом районе. Действительно, на рисунке 3 видно, что стоимость добычи нефти из сланцевых формаций Wolfcamp, Bone Spring, Wolfbone и Spraberry во многих административных округах в пределах Пермского бассейна ниже 30 долларов за баррель. Управление энергетической информации Минэнерго США (EIA) сообщает, что сейчас каждая добывающая скважина в Пермском бассейне дает в среднем 662 барреля нефти в сутки против 217 баррелей в конце 2014 г.



Согласно информации Baker Hughes число работающих буровых установок в США выросло до 758 по сравнению с посткризисным минимумом 316 в мае 2016 г. Среднесуточная добыча нефти в Пермском бассейне составила в июне 2017 года 2,46 млн баррелей. Это чуть больше половины объемов нефти, добываемой на всех сланцевых плеях в США.

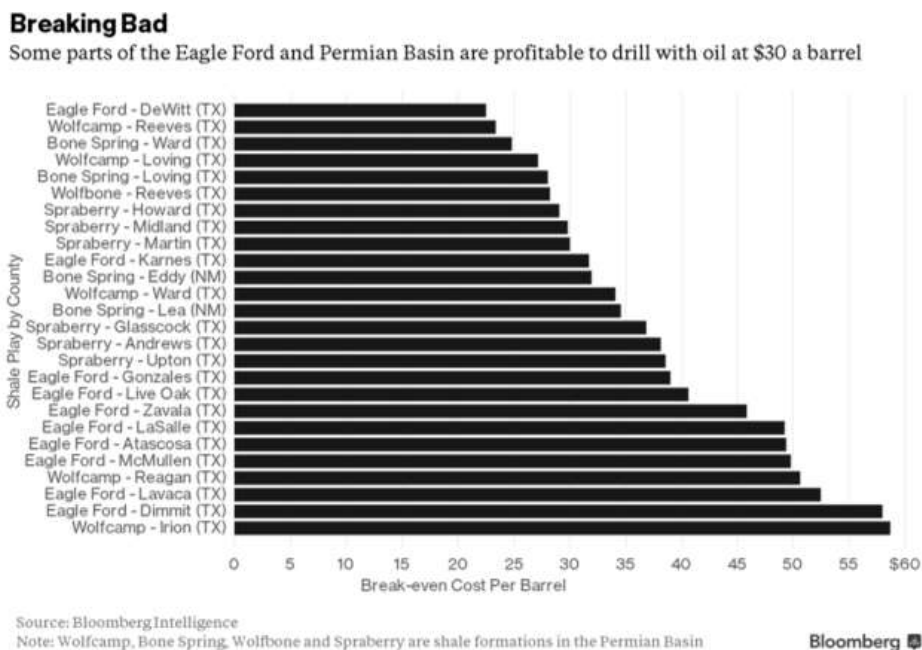


Рисунок 3. Себестоимость добычи сланцевой нефти в некоторых округах штата Техас в пределах плея Игл Форд и Пермского бассейна (по данным аналитического консалтингового агентства Bloomberg)

Улучшившаяся рыночная конъюнктура в начале 2017 года позволила не только сохранить объемы добычи нефти, но повлекла за собой рост буровой активности по всем сланцевым плеям. Однако наибольшая активность бурения скважин наблюдается в Пермском бассейне. В этом регионе сконцентрировано около 40 % буровых установок, работающих в США. Низкие затраты на добычу и бурение значительного количества новых скважин обеспечивает постоянный рост производства нефти в Пермском бассейне по сравнению с другими сланцевыми плеями США.

Некоторые производители сланцевой нефти снижают свои капитальные затраты, признав, что первоначальные планы были слишком агрессивными и не учитывали падение нефтяных цен. Однако снижение затрат на бурение скважин не означает сокращения числа задействованных буровых установок. К тому же продолжается рост эффективности бурения скважин в США. А это означает, что добывающие компании могут получать больше с меньшими затратами и объемами бурения.

Многие компании используют различные технологии для увеличения добычи в условиях низких цен на нефть. Например, компания Pioneer Natural Resources сокращает расстояние между стадиями гидроразрыва. В четвертом квартале 2015 года компания уменьшила длину стадии на 60 %, добавив один гидроразрыв на стадию. Она также увеличила объем закачиваемой жидкости с 30 до примерно 36 барр/фут для всех своих скважин. Это привело к увеличению начального дебита по сравнению с предыдущим кварталом более чем на 15 %, до 2,2 тыс. барр/сут. на 22 скважинах в Пермском бассейне [5].

Отличительная особенность сланцевой добычи в США, это высокая динамичность освоения промыслов. Каждая добывающая скважина рассчитана максимум на пять лет. Вся окупаемость и прибыль обеспечивается в первый год работы скважины. Во второй год добыча на скважине падает на 55-70 процентов [2], но первоначальные вложения окупаются за 6-10 месяцев, поэтому можно смело начинать бурение новых скважин. Кроме того, компании операторы переориентировались на использование современных технологий

бурения скважин [4], а также научились находить участки с максимальной продуктивностью или так называемые sweet spots – лакомые куски [4].

В период низких цен большинство сделок по приобретению активов и лицензионных участков заключалось в регионах с самой низкой себестоимостью добычи. В результате стоимость акра в Пермском бассейне выросла до \$50 тыс. Когда компании платят такие деньги за лицензионные участки, они надеются, что затраты окупятся. Поэтому они ускоренными темпами начинают разработку. В январе нынешнего года средняя стоимость акра в Пермском бассейне составила \$30 тыс. В таких условиях операторы вынуждены разрабатывать участки небольшого размера. Это позволяет им действовать оперативно и появляется возможность очень быстро увидеть результаты своего труда. Операторы не привязаны к мировой цене нефти \$100 за баррель. Ведя успешные переговоры с поставщиками услуг и, используя более эффективные методы бурения, добывающие компании в Пермском бассейне в настоящее время могут эффективно работать при уровне цены \$ 30 за баррель.

Выводы:

Освоение морских нефтегазовых месторождений в арктических широтах, по мнению многих экспертов, считается одним из самых сложных проектов в мире. Без международного сотрудничества и использования современных технологий добычи и транспорта углеводородов, без эффективных мер по охране труда и окружающей среды реализация такого проекта будет вряд ли возможной.

Опыт освоения нетрадиционных ресурсов УВ свидетельствует о том, что многим производителям сланцевой нефти в США удалось не только выстоять в трудных условиях низких цен на нефть, но и сохранить уровни добычи нефти и газа. При изменении конъюнктуры добывающим компаниям можно не бурить так много новых скважин как в начальный период сланцевого бума, а переходить на более выгодные плеи, где себестоимость добычи ниже, а продуктивных формаций больше. Использование при этом новых технологий бурения и заканчивания горизонтальных скважин, интерпретации 3D сейсморазведки и механизмов хеджирования добываемой нефти позволяет значительно снизить риски и получить больше прибыли за более короткие промежутки времени.

Несмотря на то, что важнейшим резервом наращивания добычи и экспорта нефти и газа являются шельфовые месторождения Арктики, содержащие колоссальные запасы углеводородного сырья, в настоящее время, как показывает опыт США, для России более рационально организовать разработку нетрадиционных ресурсов УВ. В связи с этим в первую очередь необходимо начать крупномасштабное освоение сланцевых формаций баженовской свиты и доманика в старых нефтегазодобывающих регионах Западно-Сибири, Урало-Поволжья и Тимано-Печорской провинции.

Разработка месторождений континентального шельфа Арктики остается важнейшей геополитической и стратегической задачей для нефтегазового комплекса России. Однако для этого в первую очередь потребуется освоить производство нового оборудования и целого ряда новых технологий добычи и транспортировки нефти и газа в экстремальных арктических условиях: надводное и подводное оборудование для разработки шельфовых месторождений в тяжелой ледовой обстановке, ледостойкие платформы, танкеры и судаметановозы, специализированные терминалы для отгрузки СПГ и решить множество других проблем. Для освоения морских месторождений нефти и газа в Арктике должна быть создана соответствующая транспортная, энергетическая и социальная инфраструктура.

Библиографический список

1. Петухов А. В. ОТС в Хьюстоне: ориентир на морскую нефтегазодобычу / А. В. Петухов, П. Д. Гладков // Нефть. Газ. Промышленность. – 2013. – № 3 (48). – С. 48-52.
2. Петухов А. В. Новые технологии разработки низкопоровых карбонатных резервуаров Остин Чок и Буда в Южном Техасе / А. В. Петухов, С. И. Егоров, Р. Опперманн, К. Барден, А. А. Петухов // Международная конференция «Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья. Проблемы, перспективы, прогнозы», 6-10 июля 2015 г.:

сборник докладов международной конференции. – СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 2015.

3. Petukhov A. V. Using Phenomenology, Holistic Models and New Technologies to Optimise the Development of Oil and Gas Reservoirs / A. V. Petukhov, S. I. Egorov, A. N. Karyakov, R. Oppermann, A. A. Petukhov // EAGE, 7th Saint Petersburg International Conference & Exhibition / Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences, Saint Petersburg, Russia, 11-14 April 2016.

4. Петухов А. В. Origins and Integrated Exploration of Sweet Spots in Carbonate and Shale Oil-Gas Bearing Reservoirs of the Timan-Pechora Basin / А. В. Петухов, А. И. Куклин, А. А. Петухов, Карденас Васкес, П. В. Роцин // SPE-167712-MS «Европейские нетрадиционные ресурсы», 25-27 февраля 2014 года. – Вена, Австрия, 2014.

5. Петухов А. В. Финансово-промышленное партнерство и новые механизмы хеджирования при добыче сланцевой нефти в США / А. В. Петухов, А. В. Красилов, И. Мань // Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции с международным участием, 19-24 ноября 2018 г., Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. Ч. 1. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2018. – С. 433-436.

УДК 624.154.5:551.345

### **Применение вентилируемых свай на площадках с насыпью в условиях вечной мерзлоты**

Окороков Н. С., Коркишко А. Н.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ*

Насыпи в районах распространения вечной мерзлоты проектируют и сооружают с учетом свойств грунтов деятельного слоя и вечномерзлых грунтов, залегающих в основании, а также наличия мерзлотных процессов – бугров пучения, термокарста, наледей, солифлюкции, подземных льдов.

Необходимы специальные мероприятия, обеспечивающие сохранение несущей способности земляного полотна при возникновении подобных процессов.

Также само качество насыпного грунта играет большую роль, зачастую грунт на месторождении пылеватый, низкого качества с включениями большого количества ледяных частиц, что в свою очередь при оттаивании может дать большие усадки земляного полотна.

Степень изученности этих проблем позволяет сформулировать некоторые рекомендации по применению термостабилизации данных грунтов.

Необходимо в короткие сроки создать условия поднятия уровня мерзлотных грунтов. Данное условие можно соблюсти с применением принудительно вентилируемых свай, прогоняется холодный атмосферный воздух по телу сваи, и тем самым дается возможность охладить грунты до необходимо низких температур и поднять уровень ВМГ (рисунок 1).

Охлаждаемые сваи – это вид опор, позволяющий переносить температуру наружного воздуха в грунт, и тем самым охлаждать грунт. Приток воздуха в данных сваях обеспечивается принудительно. Свайное поле представлено в виде свай с перегородкой, разделяющей воздушные потоки, и соединенных между собой патрубками. Таким образом, воздух нагнетается в одну и уходит с последней (рисунок 2).

Необходимый объем воздуха для конвекции в таких сваях вычисляется по формуле:

$$F = \frac{L}{V * 3600}$$

где F – площадь сваи; L – расход воздуха, V – скорость воздушного потока.

Скоростью воздушного потока задаемся 5 м/с. Определяем расход и подбираем необходимый вентилятор.

$$L = \frac{\pi d^2}{4} * 5 * 3600$$

Получаем расход воздуха в диапазоне от 2200-2300 м<sup>3</sup>/с.

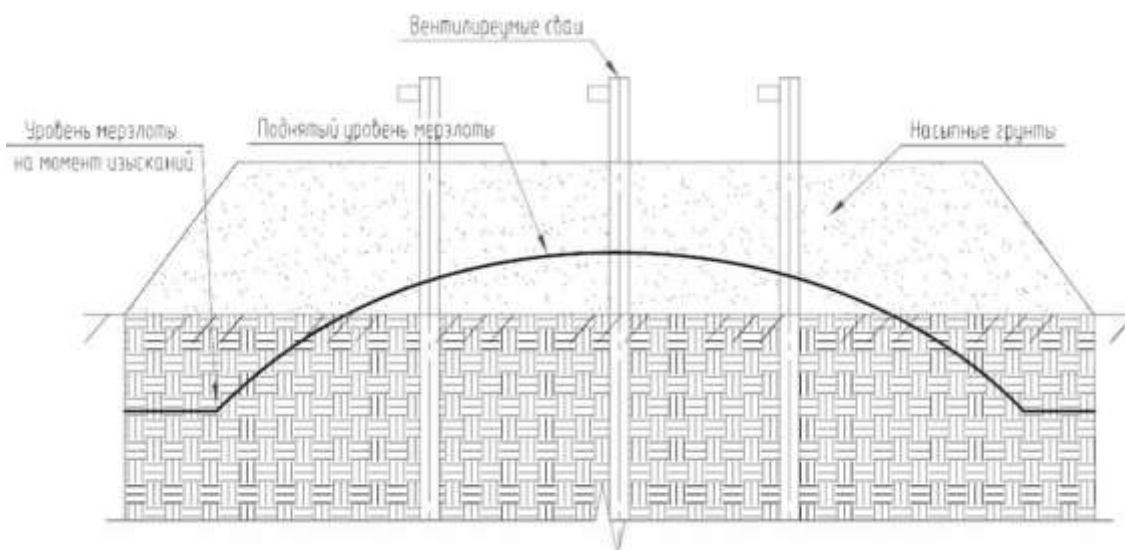
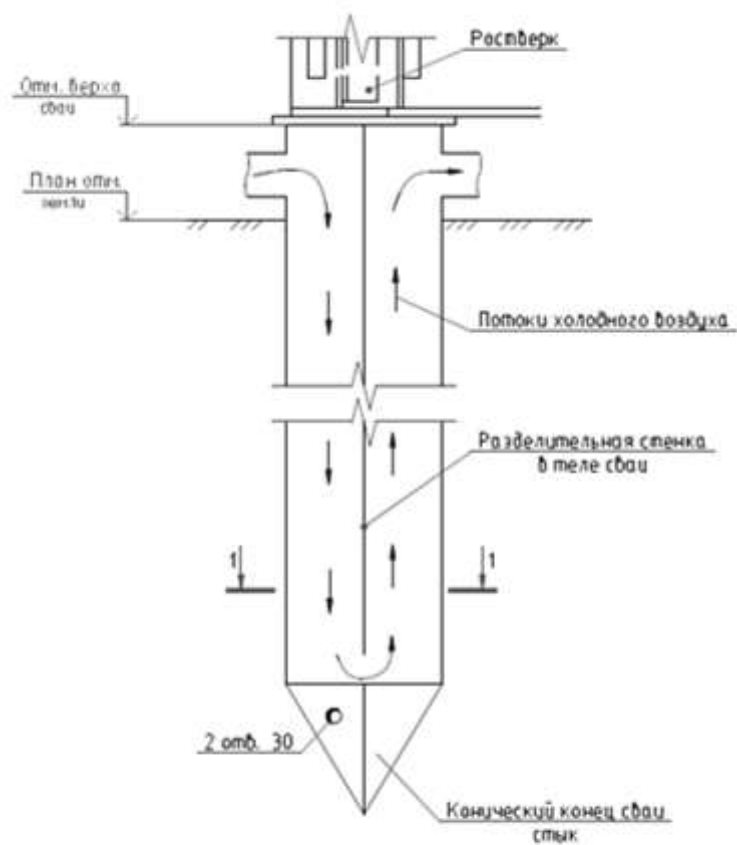


Рисунок 1



Разрез 1-1



Рисунок 2. Конструкция охлаждаемой сваи

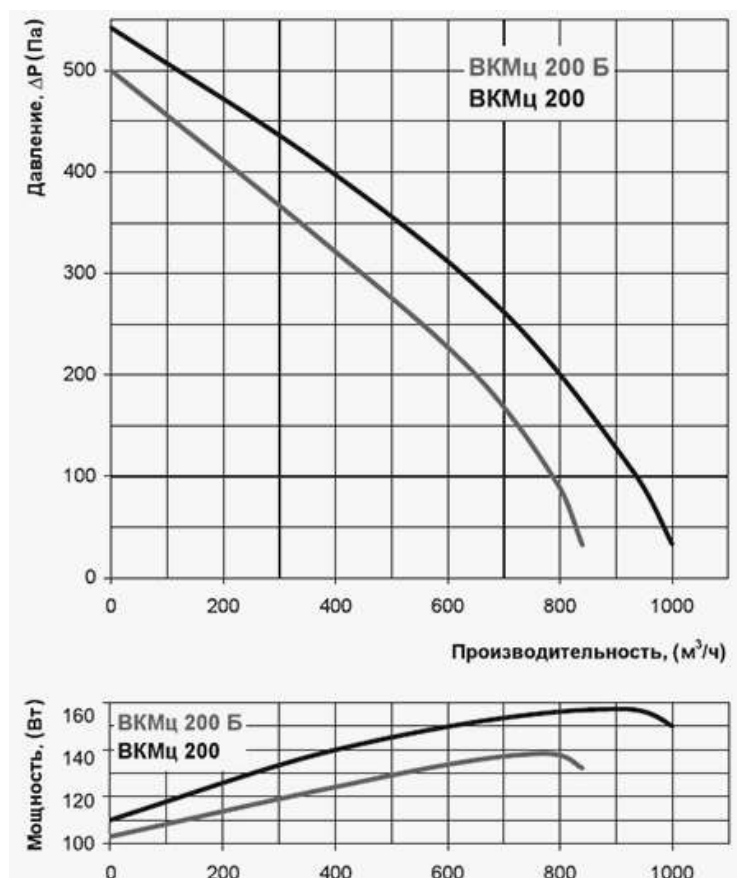


Рисунок 3

По графикам давления и производительности выполняем подбор вентилятора. При условии, что свая 219 диаметра принимаем вентилятор ВКМц160, при 325 диаметре ВКМц200.

#### Библиографический список

- СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2012. – 102 с.
- Рекомендации по определению прочности мерзлых грунтов с морским типом засоления / ФГУП ПНИИИС Госстроя России. – Москва, 2001.
- Руководство по проектированию оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах / НИИ оснований и подземных сооружений им. Н. М. Герсеванова Госстроя СССР. – М.: Стройиздат, 1980. – 303 с.
- Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах. – Ленинград: Стройиздат, 1977. – 551 с.
- Никишин А. В. Применение различных видов систем температурной стабилизации на объектах нефтегазовой отрасли / А. В. Никишин, А. В. Набоков, Ю. В. Огороднова, О. А. Коркишко // Инженерный вестник Дона. – 2017. – Т. 45. – № 2 (45). – С. 136.
- Антонов А. В. Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений / А. В. Антонов, Ю. В. Максимов, А. Н. Коркишко // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 100-103.
- Методические рекомендации по применению конструктивных мероприятий для сохранения вечномерзлых грунтов в основаниях земляного полотна и искусственных сооружений на автомобильных дорогах Центральной Якутии // В. В. Пассек, Н. А. Цуканов и др. – М., 2010.
- Термоопоры – эффективный и перспективный вид конструкций на вечной мерзлоте // В. В. Пассек, В. И. Петров. – М., 2009.

**Термоэрозия и термоденудация грунта обратной засыпки магистральных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов**

Работинская Т. И., Бирилло И. Н.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ

Известно, что не менее 60 % площади Российской Федерации характеризуется распространением многолетнемерзлых грунтов, наличие которых значительно осложняет проведение различных видов хозяйственной деятельности, к которым в том числе относится добыча природного газа и его доставка потребителям с помощью постоянно расширяемой системы магистральных газопроводов (МГ).

Эксплуатация МГ в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов осложняется рядом специфических экзогенных геологических процессов, которые по механике образования разделяют на следующие группы:

- процессы, протекающие на равнинных участках трассы (морозобойное растрескивание, жильное льдообразование, морозное пучение и т. д.);
- процессы, протекающие на склоновых участках газопроводов и обусловленные, в первую очередь, действием сил гравитации (солифлюкция, курумообразование, термоденудация и т. д.);
- процессы, связанные с механическим воздействием на мерзлые грунты засыпки экзогенных агентов природной среды (поверхностных водотоков, ветров), представленные термоабразией, термоэрозией, криогенным выветриванием и т. д. [1].

Наиболее частыми проявлениями экзогенных геологических процессов на склоновых участках МГ являются термоэрозия и термоденудация.

Термоэрозионные процессы на склоновых участках МГ наблюдаются в весенне-летне-осенний период. Наиболее высокая скорость процесса фиксируется в период весеннего активного снеготаяния, когда наблюдается максимальный по интенсивности поверхностных поток талых вод и в летний период во время выпадения краткосрочных ливневых осадков. Активность эрозионных процессов на склоновых участках зависит не только от интенсивности поверхностного водотока, но и от крутизны, длины и формы склона, среднего размера частиц грунта и глубины оттаявшего слоя грунта (для весеннего периода). В зависимости от крутизны склона и угла между направлением склона и осью МГ можно выделить пять наиболее характерных типа термоэрозионных размывов (рисунок 1) [2].

Анализ схем образования термоэрозионных размывов обвалования МГ на склоновых участках показывает, что наименее опасной является плоскостная термоэрозия, протекающая на пологих склонах (с уклоном 3-5 %) в условиях пересечения МГ склона под углом свыше 60°. Остальные типы термоэрозионных размывов обвалования могут привести к частичному или полному оголению тела трубы.

В условиях многолетнемерзлых грунтов, даже незначительные по глубине термоэрозионные размывы приводят к увеличению глубины оттаявшего слоя мерзлого грунта, в результате чего большая часть грунта переходит в категорию переувлажненных слабонесущих грунтов и возникает вероятность потери устойчивости МГ на участках размыва обвалования над газопроводом.

Оценка особенностей развития процессов термоэрозии грунта обратной засыпки МГ на склоновых участках многолетнемерзлых грунтов в летний период под воздействием дождевых осадков может быть выполнена расчетными методами [3].

При выполнении расчета пользуются следующими исходными данными:

- грунт обратной засыпки – песок пылеватый;
- средний диаметр отрывающихся частиц грунта – 2,5 мм;
- коэффициент однородности грунта – 1;
- удельный вес частиц грунта – 23000 Н/м<sup>3</sup>
- класс грунта по водопроницаемости – 3;

- сцепление грунта, определенное по методу шарового штампа (метод Цытовича) при полном водонасыщении – 20000 Н/м<sup>2</sup>;
- глубина сезонного оттаивания грунта – 1,0 м.

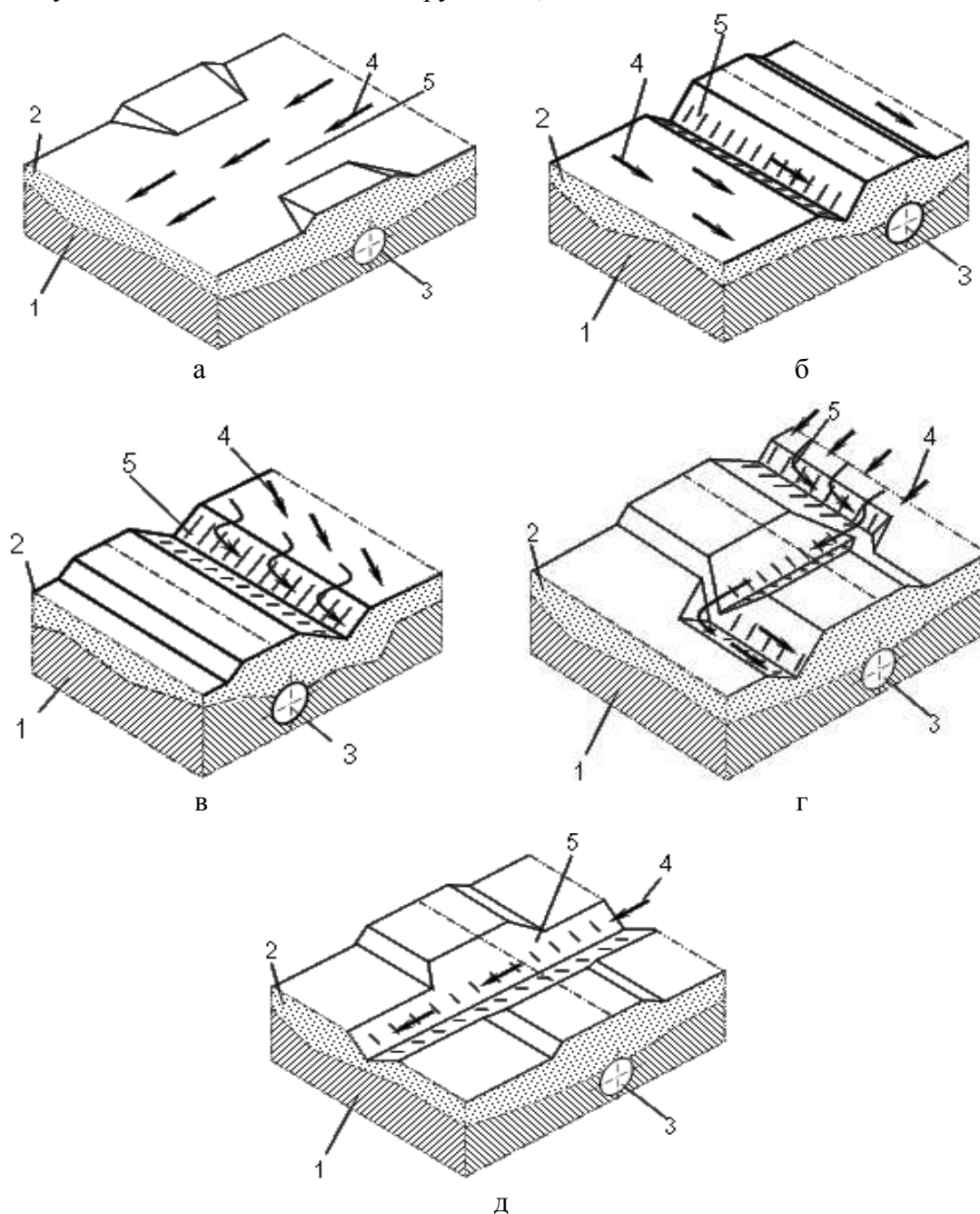


Рисунок 1. Схемы образования основных типов термоэрозионных размывов обвалования магистральных газопроводов на склоновых участках:

- а – плоскостная термоэрозия (уклон склона 3-5 %, МГ пересекает склон под углом свыше 60°); б – размыв основания обвалования (крутизна склона свыше 5 %, МГ параллелен направлению склона), в – овраг у основания обвалования (склон крутизной свыше 5 %, МГ пересекает склон под углом менее 20°); г – овраг с пересечением обвалования (крутизна склона свыше 5 %, МГ пересекает склон под углом 20-60°), д – поперечный размыв обвалования (крутизна склона более 5 %, МГ пересекает склон под углом свыше 60°);
- 1 – мерзлый грунт, 2 – талый грунт, 3 – МГ, 4 – направление поверхностного водотока, 5 – промоина

Расчетное моделирование выполняется исходя из условий выпадения ливневых осадков с интенсивностью 1,667 мм/мин в течение 1 ч. Расчеты допустимой неразмывающей

скорости и фактических донных скоростей в конце склоновых участков, протяженность и максимальную глубину промоин выполняют для склона постоянного падения, имеющего следующие параметры:

- крутизна от 3 до 10 % (с расчетным шагом 1 %);
- длина от 0 до 100 м (с шагом в 10 м) в условиях, что ось МГ параллельна направлению склона.

Общая схема эрозионного процесса отображена на рисунке 1, б, расчетная схема – на рисунке 2. Результаты моделирования представлены на рисунках 3 и 4.

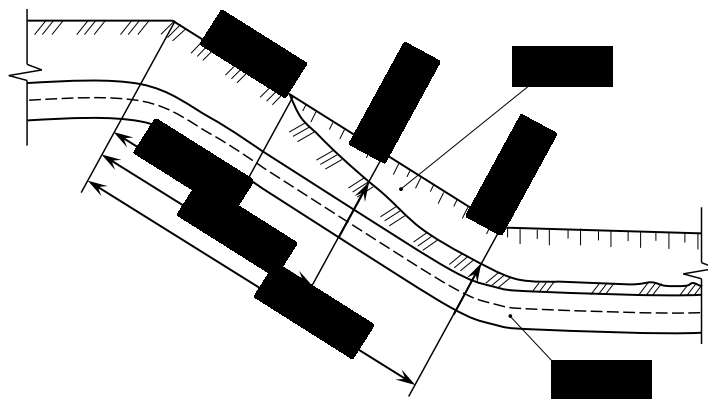


Рисунок 2. Расчетная схема склона при расчете его стойкости к размыву: 1 – трубопровод; 2 – эрозионная промоина;  $i$  – уклон склона,  $L$  – длина склона;  $L_{\text{неразм}}$  – длина участка неподверженного размыву;  $x$  – координата от начала склона,  $\Delta h_x$  – глубина эрозионного промыва на расстоянии  $x$  от начала склона,  $\Delta h_L$  – глубина эрозионного промыва в конце склона

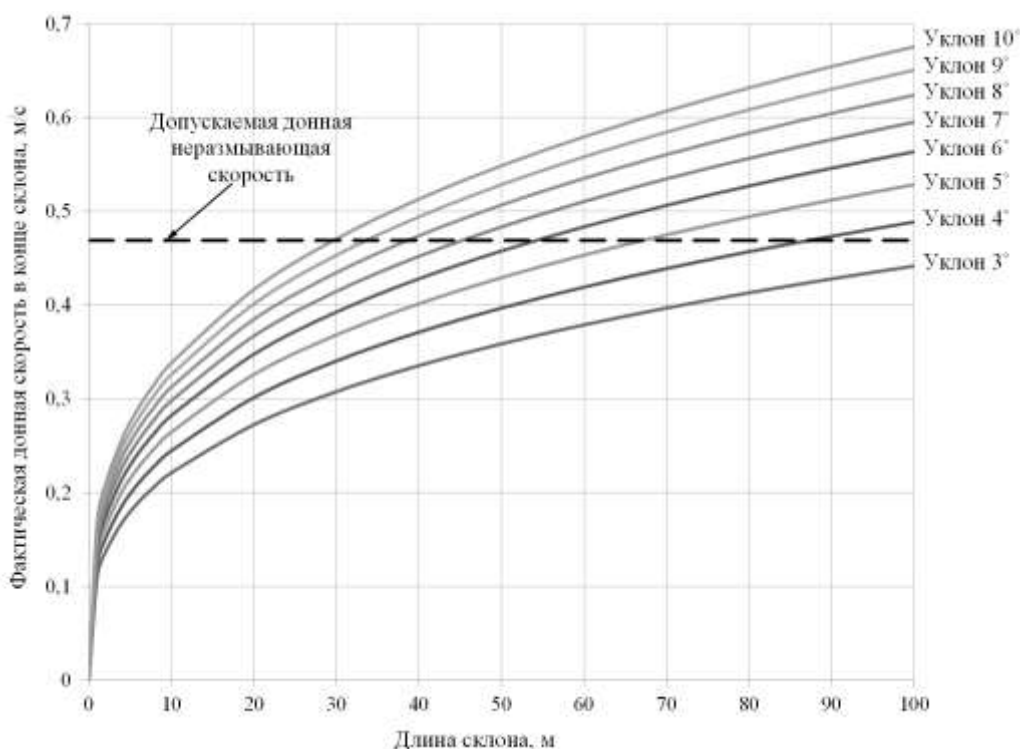


Рисунок 3. Результаты расчета допускаемой донной скорости и фактических донных скоростей на склоновых участках с уклоном от 3 до 10 % и протяженностью до 100 м

По результатам проведенных расчетов (см. рисунки 3 и 4) установлено, что эрозионному размыву не подвергается засыпка МГ, уложенного на склоновом участке с углом до 4° и протяженностью, не превышающей 100 м.



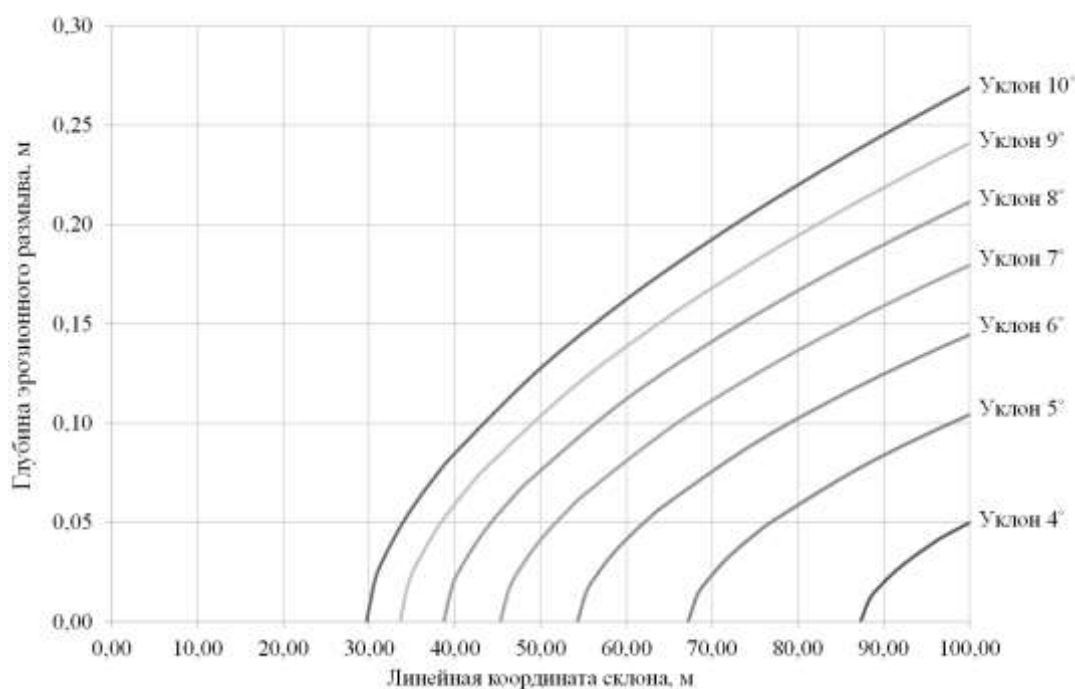


Рисунок 4. Расчетная глубина эрозионного размыва засыпки газопровода, сложенной из песка пылеватого в условиях оттаявшего и водонасыщенного состояния на склоновых участках с уклоном от 4 до 10 % и протяженностью до 100 м

Особенности взаимодействия оттаявшего водонасыщенного грунта засыпки МГ, проложенного параллельно направлению склонового участка с величиной уклона от 4 до 10 %, с поверхностным водотоком, вызванным выпадением ливневых осадков интенсивностью 1,667 мм/мин в течение 1 ч представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчетного моделирования термоэрозии грунта обратной засыпки МГ, проложенного параллельно направлению склонового участка с величиной уклона от 4 до 10 % в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов

Уклона участка, %	Расстояние от вершины склона до координаты начала термоэрозионного размыва, м	Глубина термоэрозионного размыва на расстоянии 100 м от вершины склона, м
4	87,3	0,05
5	67,2	0,10
6	54,3	0,14
7	45,3	0,18
8	38,7	0,21
9	33,6	0,24
10	29,7	0,27

По результатам проведенного расчетного моделирования установлено, что при прокладке МГ параллельно направлению склонового участка с углом наклона от 4 % необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению его эрозионного размыва поверхностными и подповерхностными водами.

Особым типом экзогенных геологических процессов грунта, характерным только для обратной засыпки МГ, проложенного на склоновых участках многолетнемерзлых грунтов, является его термоденудация. Схема процесса термоденудации представлена на рисунке 5.

Термоденудация засыпки МГ представляет собой перемещение оттаявшего в околотрубной зоне перенасыщенного водой грунта засыпки по направлению вниз по склону. Впоследствии возможен провал грунта, расположенного выше образовавшейся полости, что

приведет к полному оголению трубопровода. Для протекания термоденудации грунта обратной засыпки МГ необходимо выполнение следующих условий:

- ось МГ должна быть параллельна направлению склона;
- на этапе засыпки газопровода использовался грунт с большим количеством включений из снега и льда или выполнена засыпка вмерзшего в лед МГ;
- по газопроводу осуществляется транспорт газа с положительной температурой.

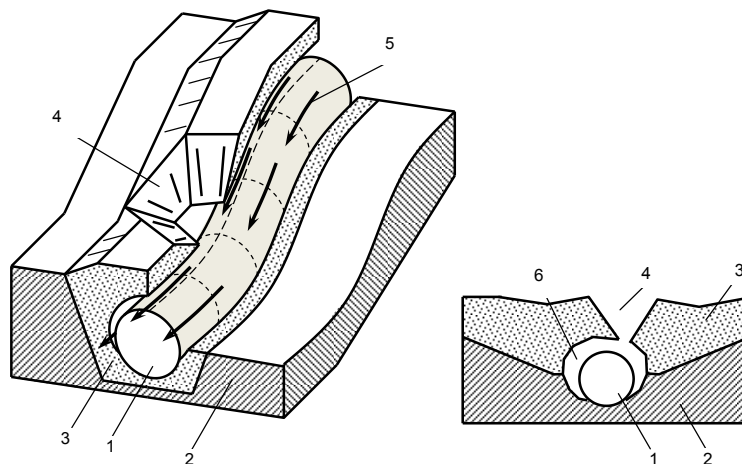


Рисунок 5. Схема процесса термоденудации обвалования МГ на склоновых участках многолетнемерзлых грунтов: 1 – газопровод; 2 – мерзлый грунт; 3 – грунт засыпки; 4 – провал грунта; 5 – направление движения перенасыщенного водой оттаявшего грунта; 6 – полость вокруг газопровода

Таким образом, проанализировав схемы протекания термоэрозии и термоденудации грунта обратной засыпки на склоновых участках многолетнемерзлых грунтов и выполнив математическое моделирование процесса термоэрозии, можно сделать вывод, что на этапе проектирования МГ на склоновых участках при величине склона от 4 % в условиях многолетнемерзлых грунтов необходимо закладывать систему противоэрозионных средств и мероприятий по предотвращению выноса грунта обратной засыпки, с целью обеспечения устойчивого положения МГ на всем протяжении эксплуатации.

Библиографический список

1. Геокриологический прогноз при строительном освоении территорий / Под ред. В. В. Баулина. – М.: Наука, 1987. – 269 с.
2. СТО 74.30.4-00159025-03-001-2014. Стандарт ООО «Газпром трансгаз Ухта». Требования к инженерной защите и противоэрозионным сооружениям газопроводов при эксплуатации на многолетнемерзлых грунтах береговых и склоновых участков.
3. ГОСТ Р 53613-2009. Воздействие природных внешних условий на технические изделия. Общая характеристика. Осадки и ветер. – Введ. 01.01.2011. – М.: Стандартинформ, 2011. – 16 с.

УДК 658.51.3: 334.7

### **Приоритеты стратегии развития отечественного нефтесервисного сектора: импортозамещение и локализация технологий**

Разманова С. В.<sup>1</sup>, Андрухова О. В.<sup>2</sup>

*1 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ*

*2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

С момента введения в 2014 г. западными странами ограничений в отношении российской нефтегазовой отрасли локализация технологий, а также производства нефтегазового и нефтесервисного оборудования существенно возросла. За небольшой временной период в сфере нефтегазового машиностроения были реализованы десятки

импортозамещающих проектов, основными заказчиками по которым выступают крупнейшие отечественные ВИНК. Однако в ближайшее время необходимо выработать долгосрочную стратегию развития отечественного нефтесервисного сектора на смену действующему отраслевому плану импортозамещения, который принимался в условиях санкций.

Курс на реализацию плана мероприятий по импортозамещению в российском нефтегазовом машиностроении был взят Минпромторгом РФ в марте 2015 года, а корректировка плана осуществлялась в июне 2016 г. В условиях санкций обострилась проблема зависимости отрасли от иностранного оборудования. По состоянию на 2014 г. зависимость нефтегазовой отрасли от иностранных технологий и оборудования по данным Минпромторга составляла 60 % [1]. Министр энергетики РФ А. Новак также подчеркивал необходимость инвестиций в НИОКР и инжиниринг, отмечая, что при разработке шельфовых месторождений преимущественно применяется оборудование импортного производства, что связано с отсутствием российских аналогов или с их несоответствием техническим требованиям. По его мнению, слабым местом на российском рынке является отсутствие отечественного специализированного программного обеспечения, насосно-компрессорного оборудования и турбин [2]. Кроме того, российские компании наиболее зависимы в отношении оборудования для производства гидроразрыва пласта, горизонтального бурения, телеметрического и технологического сопровождения при наклонно направленном и горизонтальном бурении [3]. Эксперты отмечают, что в некоторых видах продукции зависимость доходила порой до 95 %, как, например, в технологиях гидроразрыва пласта (92-95 %), оборудовании для заканчивания скважин (95 %), по насосам высокого давления доля импорта составляла около 80 %, по скважинному оборудованию – до 77 %. В сервисных услугах по бурению зависимость от зарубежных подрядчиков сложилась на уровне 67 %, а в части буровой техники, роторных управляемых систем, навигационного оборудования, определения положения бурового инструмента на уровне 83 %. Зависимость от импорта в программном обеспечении процессов варьировала в пределах от 93 до 100 % (рисунок 1) [1, 4].

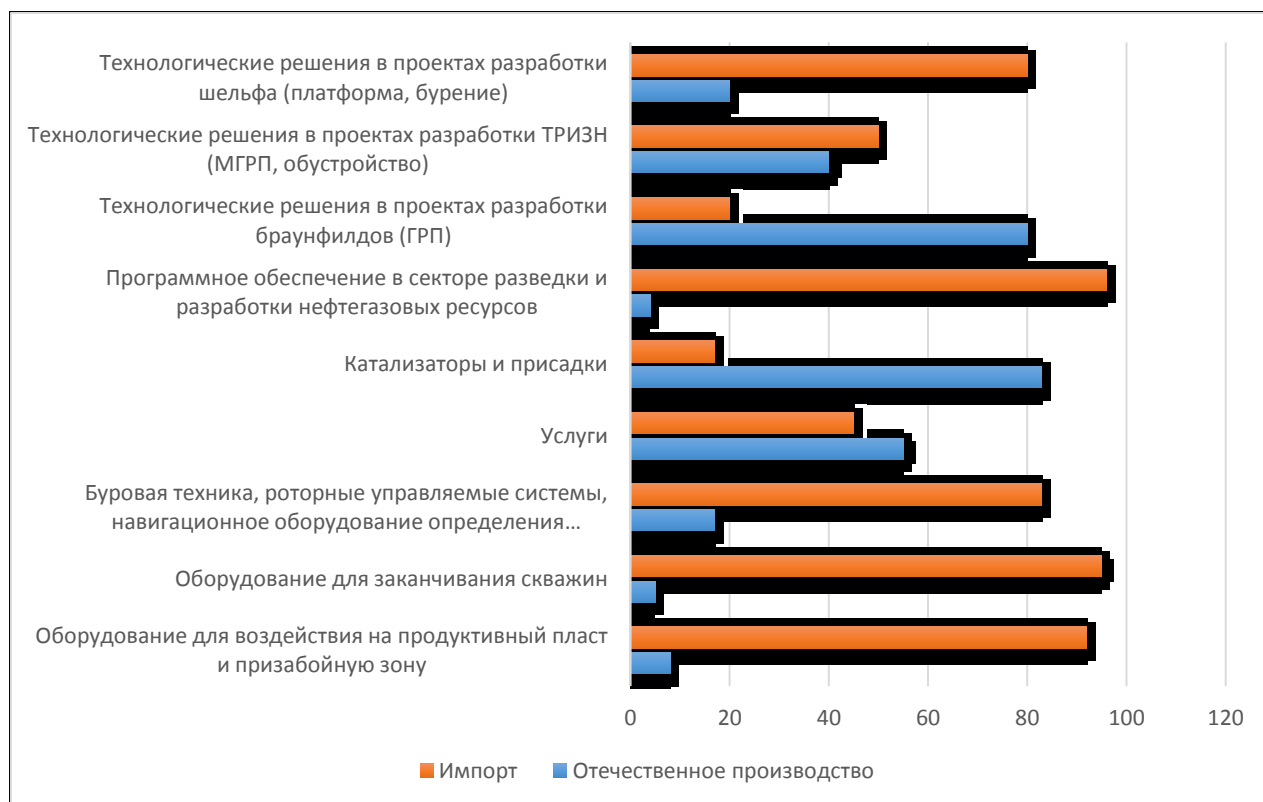


Рисунок 1. Зависимость нефтяной отрасли («upstream») от импорта, % (составлено авторами на основе [5])

В области нефтепереработки за счет отечественных производителей, благодаря существующим производственным мощностям, удавалось обеспечить от 20 % до 60 % потребностей модернизируемых НПЗ.

В качестве основной задачи плана мероприятий по импортозамещению было определено сокращение закупок импортного оборудования для нефтегазовой отрасли с 60 % до 43 % к 2020 г. Уже за 2015 и 2016 гг. зависимость от иностранных технологий в отрасли снизилась с 60 % до 52 %. Наиболее динамичное развитие импортозамещения в нефтегазовой сфере демонстрирует Тюменская область, региональные предприятия которой в 2017 году заключили более 1,2 тыс. контрактов на поставку импортозамещающей продукции компаниям нефтегазовой отрасли на общую сумму 20,8 млрд р. [1].

В 2018 году Агентством по технологическому развитию было предложено сформировать центр компетенций импортозамещения в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК). Предполагается, что центр компетенций будет способствовать внедрению инновационных разработок в производство и реализует конкретный проект импортозамещения на принципах проектного подхода. Эксперты считают, что объединение усилий добывающих, сервисных и научных компаний на базе центра компетенций импортозамещения в ТЭК придаст новый импульс импортозамещению.

До недавнего времени локализация производства и инноваций в отечественной нефтегазовой отрасли воспринималась скорее как исключение, чем правило формирования отраслевых и территориальных стратегий развития [6]. Вместе с тем механизм локализации широко задействован в развитых странах и в наши дни. К примеру, после наступления кризиса 2008 г. правительство США включило статью «Покупай американское» в Американский закон о восстановлении и реинвестировании 2009 г. («American Recovery and Reinvestment Act»), получивший прозвище «Закон о восстановлении». Закон предусматривал общий объем финансирования в размере около 800 млрд долл. Аналогичные прецеденты наблюдались во многих других странах. В подобных случаях государственные закупки и финансируемые государством проекты выступали в качестве непосредственных механизмов требований к локализации [8]. Вместе с тем, локализация производств иностранных компаний в России не только развивает импортозамещение, но и позволяет удешевить производство, создать налогооблагаемую базу и новые рабочие места. К примеру, в Тюменскую область за последние 12 лет для локализации пришли пять крупных иностранных нефтесервисных компаний: Schlumberger, KCA Deutag Drilling GmbH, Baker Hughes, Bentec и DYN Aenergetics [1]. Отдельно следует отметить проекты по локализации производства иностранных нефтесервисных компаний, в том числе из стран Европы и США. В 2015 году было реализовано два таких проекта: завод антикоррозийных жидких покрытий «ЗМ Волга» транснационального холдинга «ЗМ» и предприятие по производству буровой техники американской компании National Oil well Varco (NOV). Одним из основных потребителей антикоррозийных покрытий «ЗМ» в России является ПАО «Газпром». В конце 2015 года в индустриальном парке «Станкомаш» было запущено производство гидравлических насосов полного цикла, включая комплектующие, ремонт и техобслуживание выпускаемых агрегатов. Инициатором проекта выступила «Транснефть – Нефтяные насосы». Там же был локализован еще один проект в нефтегазовом машиностроении – производство электродвигателей для объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов стоимостью более 900 млн руб. (инвестор – «Русские электрические двигатели»). Как правило, география размещения новых производств нефтесервисного оборудования совпадает со «старопромышленными» регионами Сибири (Тюменская область и ХМАО), Урала (Челябинск, Екатеринбург) и Поволжья (Татарстан и Башкортостан) [7].

По данным отечественного министерства промышленности и торговли РФ со своей стороны предложила европейскому бизнесу унифицировать российские требования, подходы к локализации и запустить новые меры поддержки. При этом основными критериями являются уровень локализации и степень импортозамещения [6].

Важно отметить, что низкий уровень занятости в стране и необходимость финансирования не являются единственным основанием для развития локализации. В развивающихся странах таким драйвером может быть развитие новых и в тоже время высокотехнологичных отраслей и, так называемых, стратегических отраслей. Сегодня в России локализация технологий и инноваций звучит особенно значимо в рамках действующей политики импортозамещения и, выставляемых со стороны государства, требований соответствия отечественных отраслей международному уровню научно-технологического развития.

Избыточность регулирования в экономике и нестабильность правоприменительной практики в значительной степени затрудняют ведение бизнеса, а также являются серьезным торговым барьером для компаний. Кроме того, действующие экономические санкции усиливают состояние неопределенности в международной деловой среде, и затрагивают интересы европейских инвесторов, ведущих бизнес и торговлю с Россией [8].

Активное обсуждение вопросов локализации технологий осуществлялось на Международном форуме «Международное экономическое сотрудничество в новых реалиях», проводимого Российским союзом промышленников и предпринимателей в рамках Недели российского бизнеса-2018. Внедрение новых технологий производства продукции и оказания услуг рассматриваются как необходимый фактор повышения эффективности и конкурентоспособности отраслей отечественной экономики, как традиционных (энергетика, металлургия, машиностроение), так и новых (информационно-коммуникационные, аддитивные технологии). По мнению компаний, имеющих большой опыт ведения бизнеса в России, важную роль играет локализация инновационных технологий, моделей и продукции. Она позволяет, с одной стороны, задействовать относительные и абсолютные преимущества страны, ее рынка и снизить производственные и транзакционные издержки, а с другой – эффективно адаптировать продукцию к требованиям рынка. Кроме того, локализация помогает обеспечить эффективное внедрение технологий и опыта зарубежных партнеров. В этой связи необходимо максимально содействовать локализации новых технологий с использованием широкого спектра национальных механизмов и инструментов [9]. Поэтому при разработке стратегии развития отечественного нефтесервисного сектора импортозамещение и локализация технологий, несомненно, будут указаны в качестве ее ключевых приоритетов.

#### Библиографический список

1. Охлопков А. Нефтегазовые компании распробовали импортозамещение (18.09.2018 г.) [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3743355> (проверено 10.01.2019 г.).
2. Как инновации спасут нефтегаз. [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://i.rbc.ru/anons/item/kak\\_innovatsii\\_spasut\\_neftegaz](http://i.rbc.ru/anons/item/kak_innovatsii_spasut_neftegaz) (проверено 10.01.2019 г.).
3. Volkov A. A. Technological modernization of the oil and gas industry: the current state and prospects of development / A. A. Volkov, S. V. Razmanova // St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Economics. – 2016. – Vol. 10. – №. 5. – P. 30-40.
4. Импортозамещение: апофеоз ручного управления // Нефтегазовая Вертикаль. – 2015. – № 7. – С. 3-5.
5. Громов А. Перспективы развития российской нефтяной отрасли в условиях нестабильности на мировом нефтяном рынке [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fief.ru/presentation/read.362.htm> (проверено 10.01.2019 г.).
6. Разманова С. В. Локализация инноваций в нефтегазовой отрасли региона: проблемы и пути их решения / С. В. Разманова // Доклады шестой всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производительных сил Севера – 2018», часть 2, 19-21 сентября 2018 г. – Сыктывкар: ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, 2018. – С. 64-70.
7. Кувырко М. Мейджоры вкусили от импортозамещения (20.04.2018 г.) [электронный ресурс]. –

Режим доступа: <https://nangs.org/news/technologies/mejdzhory-vkusili-ot-importozameshcheniya> (проверено 10.01.2019 г.).

8. Итоговая резолюция Международного форума «Международное экономическое сотрудничество в новых реалиях» [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://media.rspp.ru/document/1/0/5/0550765c61dcdad278c8f9d88fe8eda2.pdf> (проверено 10.01.2019 г.).

9. Кондратьев В. Б. Локализация производства как инструмент модернизации [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.perspektivy.info/rus/ekob/lokalizacija\\_proizvodstva\\_kak\\_instrument\\_modernizacii\\_2016-05-18.htm](http://www.perspektivy.info/rus/ekob/lokalizacija_proizvodstva_kak_instrument_modernizacii_2016-05-18.htm) (проверено 10.01.2019 г.).

УДК 502.37+502.55:655.6

### **Анализ эффективности химических методов ликвидации аварийных разливов нефти применительно к условиям Арктического шельфа**

Сальников А. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Разработка углеводородных ресурсов арктического шельфа ограничена экстремальными условиями окружающей среды и суровыми требованиями, предъявляемыми к надежности и безопасности проводимых работ. Поэтому проблема ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН), имеющих место на добывающих и транспортирующих углеводороды предприятиях, остается на сегодняшний день актуальной и труднорешаемой.

В условиях ледяного покрова растекание нефти при разливе, ее дрейф и процессы деградации имеют свои особенности. На процесс растекания большое влияние оказывает температура окружающей среды, в зависимости от которой изменяются свойства нефти (вязкость, плотность, поверхностное натяжение), направление, сила течения и ветра.

Нефть, попадая на ограниченную поверхность воды с плавающим льдом, оказывается подо льдом, на поверхности льда и во льду. Нефть освобождается от ледяной оболочки только весной, причем это может произойти за несколько сотен или даже тысяч километров от места утечки. В результате огромная территория океана, бывшая ранее чистой, оказывается загрязнена.

Кроме того, нефть в скоплениях обломков морского льда и под ним остается свежей и диспергируемой в течение более длительного периода времени, чем в других районах из-за пониженной скорости испарения, большей толщины нефтяной пленки и меньшей интенсивности перемешивания, препятствующей эмульгированию нефти. Совместная миграция диспергента и нефти со льдами потенциально позволяет продолжить диспергирование после их таяния.

Основными методами ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) в морских акваториях на сегодняшний день являются термический, механический и химический, однако применительно к арктическим условиям ни один из методов не является универсальным [1, 2].

Сжигание нефти является одним из самых распространенных методов ЛАРН, применяемым с 1960-х годов. Для сжигания на месте требуется две составляющие: огнеупорные боны и воспламенители.

Основной характеристикой правильного горения является толщина пятна. Если слой нефти достаточно большой, то верхний слой беспрепятственно горит, а нижний является изолятором передачи тепла. Этим достигается сохранение низкой температуры воды. Но если слой утончается, и теплообмен с окружающей средой более активный, это может послужить причиной прекращения горения.

Этот способ достаточно эффективен, особенно в паковых льдах различной плотности, но его эффективность зависит от первоначальных условий: времени реагирования на разлив, толщины пятна и скорости ветра.

К недостаткам метода можно отнести его пожароопасность, токсичность, малое «временное окно» на открытой воде, особые требования, предъявляемые к конструкции бон и низкую эффективность. Образование канцерогенного нагара после сжигания составляет до 25 % от объема слика, а остаток после сжигания по разным оценкам может достигать до 50 % от объема.

При механическом удалении нефти с водной поверхности проводят локализацию нефтяного разлива боновыми заграждениями, вследствие чего увеличивается толщина нефтяного пятна, и сбор нефти нефтесборщиками-скиммерами.

В зависимости от свойств разлившейся нефти и ее количества, погодных условий и ледовой обстановки, применяют различные типы скиммеров как по конструктивному исполнению, так и по принципу действия. Установлено, что их применение максимально эффективно в случае быстрого реагирования судна с полным комплектом оборудования и в свободной ото льда воде. Однако испытания скиммеров различных конструкций в ледовой обстановке не дали значимого положительного результата. К недостаткам механического метода можно отнести малые объемы сбора, наличие остаточной пленки, трудоемкость и низкую эффективность в ледовых условиях, на которую оказывает значительное влияние волнение, температура окружающей среды, вязкость собираемого продукта и наличие снежного и ледового покрова различной сплошности, при определенных значениях которой и вовсе исключено применение скиммеров.

Таким образом, развитие химических методов ЛАРН для эффективного удаления нефтяных сликов в условиях Арктического шельфа становится единственно возможным вариантом. На сегодняшний день в рамках химического метода можно говорить о развитии традиционно применяемых диспергентов и сорбентов, а также об инновационных разработках по использованию биомикрогелей и препаратов биоразложения.

Так, НПО «Биомикрогели» (г. Екатеринбург) занимается разработками органических коагулянтов для очистки воды от масел, нефтепродуктов и ионов металлов без использования флокулянтов с образованием перерабатываемого осадка. Способны переводить нефтепродукты, находящиеся в воде, из стандартного состояния в желеобразное, предотвращая их растекание и воспламенение и позволяя извлекать их из воды (рисунок 1).

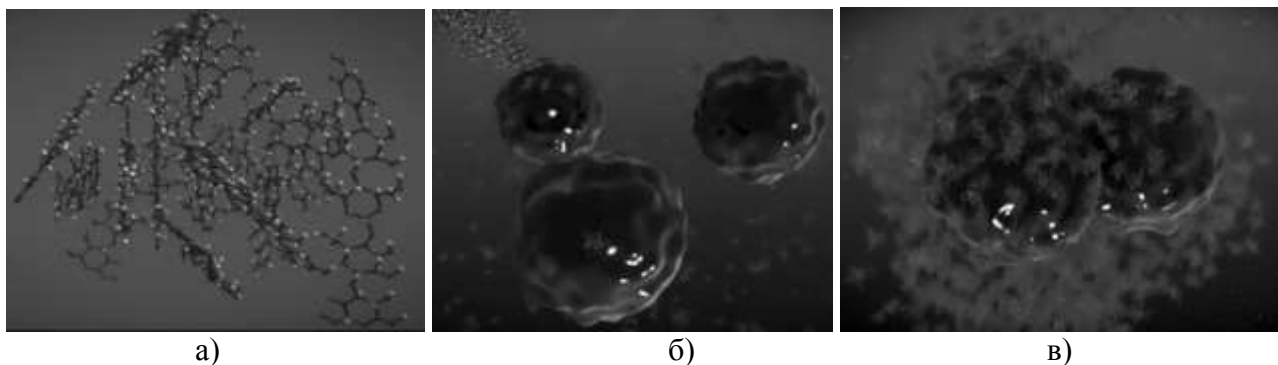


Рисунок 1. Воздействию биомикрогеля на нефть: а – «сетка» коагулянта; б – контакт коагулянта с глобулой нефти; в – связывание глобул нефти «сеткой» коагулянта

Не смотря на значительный потенциал разработки и ее инновационность, применение данного препарата для ЛАРН в условиях Арктического шельфа на данном этапе развития выглядит затруднительным, поскольку его применение подразумевает удаление с поверхности воды огнестойкого желеобразного продукта химической реакции «нефть-биомикрогель», что исключает дальнейшее сжигание и, по сути, сводит принцип его действия, как средства ЛАРН, до механизма, аналогичного традиционному сорбционному, подразумевающего удаление с поверхности воды и дальнейшую утилизацию. Кроме того, в открытом доступе отсутствуют данные по исследованиям НПО эффективности биомикрогеля при пониженных температурах [3].

Основными свойствами, характеризующими эффективность применения сорбентов для ликвидации разливов на шельфе являются их нефтеемкость, степень гидрофобности, показатель плавучести после впитывания нефти и утилизируемость, в. т. ч. возможность удаления нефти из сорбента и возможность регенерации самого сорбента [4].

Существующие виды сорбентов условно можно разделить на:

- органические сорбенты, производимые на основе органического сырья;
- синтетические сорбенты, производимые на основе неорганического сырья (полипропилен, полиуретан, поропласт и т. д.);
- наносорбенты, производимые на основе графита;
- биосорбенты, содержащие ассоциации микроорганизмов.

Сорбенты двух первых групп выпускается массово, при этом синтетические сорбенты обладают повышенной нефтеемкостью и гидрофобностью, по сравнению с органическими. Однако синтетические сорбенты либо биологически не разлагаются, либо сами являются источником опасности, поскольку дают токсичные компоненты при разложении. Кроме того, сорбционные свойства известных сорбентов зависят от вязкости собираемой нефти, что в условиях пониженных температур имеет ключевое значение. Пропитанный нефтью сорбент подлежит сбору с водной поверхности механическим способом со всеми присущими ему недостатками.

Наносорбенты на основе графита в настоящее время не получили широкого применения ввиду сложности их производства в требуемом для ЛАРН объеме и значительными трудностями при реализации технологии их нанесения на нефтяное пятно в полевых условиях.

Значительный интерес представляет развитие разработок биосорбентов на основе олеофильных бактерий. Микробиологи МГУ в 2017 г. приступили к разработке гидрофобной оболочки, внутри которой будет помещен препарат на основе микроорганизмов, разработанный ими ранее (рисунок 2). Разрабатываемая гидрофобная оболочка будет растворяться при взаимодействии с углеводородной фракцией, что позволит обеспечить точечную доставку препарата на нефтяное пятно и повысит эффективность препарата. Психрофильные микроорганизмы, находящиеся в составе биопрепарата, способны поглощать нефть, разлагая ее на углекислый газ, воду и биомассу самих бактерий [5].

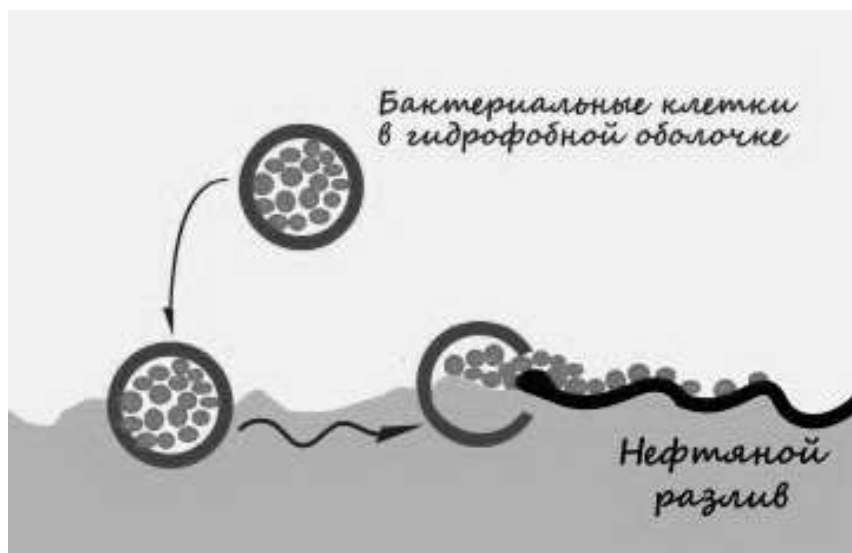


Рисунок 2. Препарат для биодegradации нефти на основе микроорганизмов в гидрофобной оболочке

На сегодняшний день наиболее эффективными представителями нефтеструкторов химического метода являются диспергенты. Диспергенты – это смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ), активизирующих естественное рассеивание глобул нефти и



нефтепродуктов в толще воды. Диспергенты превращают пленку на поверхности в крошечные капли (диаметром менее 100 мкм), которые смешиваются в водной толще и быстро рассеиваются. Волны и течения распространяют капли нефти в дисперсном состоянии в водной толще, где нефть претерпевает естественное биоразложение. Разбиение нефтяных пленок диспергентами до микронных глобул с одной стороны не позволяет им всплыть на поверхность, оставаясь взвешенными в водной толще частицами, с другой стороны – глобулы имеют форму, наиболее пригодную к микробиологическому разложению.

Диспергенты незаменимы, когда в результате сильного ветра и неблагоприятных морских условий механический сбор нефти и выжигание на месте становятся небезопасными или неэффективными. Они способствуют разделению нефти на мельчайшие капли, которые быстро разбиваются в воде до безопасной концентрации, что значительно ускоряет естественную биodeградацию нефти, протекающую даже при низких температурах в условиях Арктики.

В условиях ледяного покрова растекание нефти при разливе, ее дрейф и процессы деградации имеют свои особенности. На процесс растекания большое влияние оказывает температура окружающей среды, в зависимости от которой изменяются свойства нефти (вязкость, плотность, поверхностное натяжение), направление, сила течения и ветра. Нефть, попадая на ограниченную поверхность воды с плавающим льдом, оказывается подо льдом, на поверхности льда и во льду. Нефть освобождается от ледяной оболочки только весной, причем это может произойти за несколько сотен или даже тысяч километров от места утечки. В результате огромная территория океана, бывшая ранее чистой, оказывается загрязнена. Кроме того, нефть в скоплениях обломков морского льда и под ним остается свежей и диспергируемой в течение более длительного периода времени, чем в других районах из-за пониженной скорости испарения, большей толщины нефтяной пленки и меньшей интенсивности перемешивания, препятствующей эмульгированию нефти.

Неоспоримым преимуществом использования диспергентов в ледовых морях по сравнению с применением скиммеров и сжиганием, является повышение их эффективности при увеличении скорости ветра и высоты волны (рисунок 3).

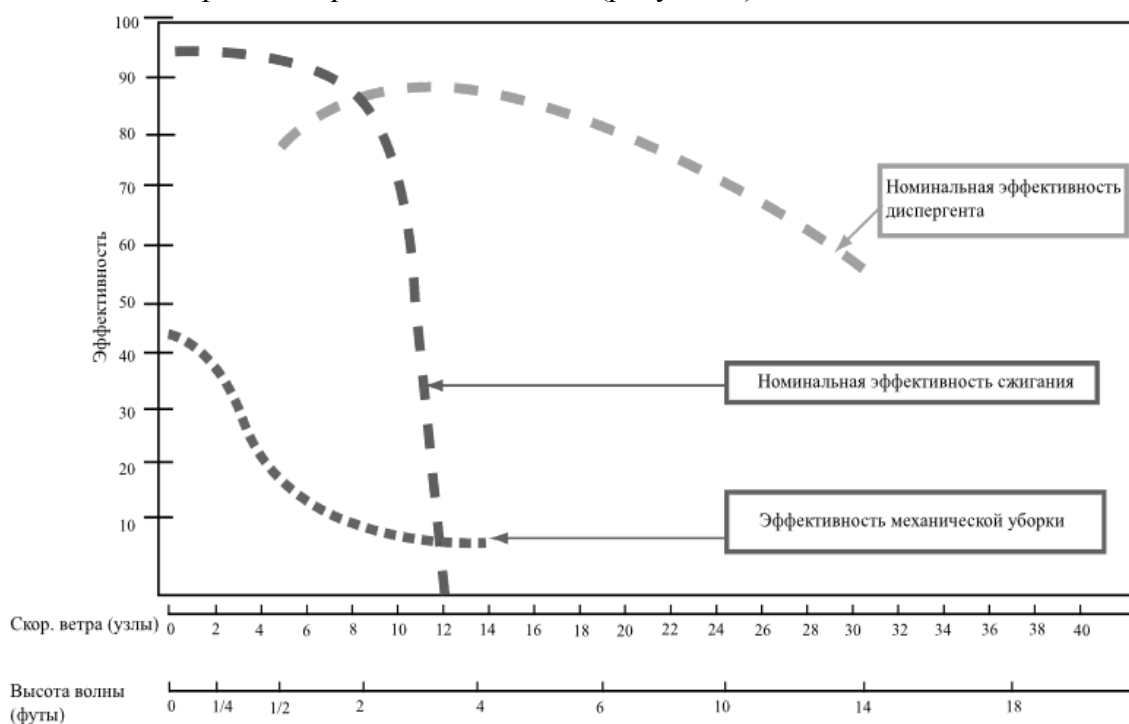


Рисунок 3. Зависимость эффективности диспергентов, сжигания и механической уборки нефтяного разлива с водной поверхности морских акваторий от скорости ветра и высоты волн

Применение данных средств признано в мировой практике экологически приемлемым и, при определённых условиях, весьма эффективным способом быстрой ликвидации аварийных разливов нефти. Использование диспергентов даёт важнейшее при локализации разливов преимущество по времени, позволяя устранить нефтяное пятно в кратчайшие сроки. Применяя диспергенты, можно обработать более обширные зоны нефтяной пленки, чем при использовании обычных систем локализации и восстановления. Более того, диспергенты особенно эффективны при сильном волнении, когда иные технологии реагирования имеют пониженную эффективность или становятся небезопасными для выполнения.

Выпускаются диспергенты различного химического состава с 1960-х гг. Продукты первого поколения имели сходство с промышленными средствами очистки и обезжиривания. Они являются самыми высокотоксичными и больше не используются при ликвидации разливов. Диспергенты второго поколения были разработаны специально для ЛАРН на воде. Они наносились на нефтяное пятно в неразбавленном виде распылением только с судов для тщательного контроля за процессом распыления, поскольку обладали высокой токсичностью. Данное требование было введено после случая отравления людей, проводящих работы по ЛАРН, при распылении таких диспергентов с воздуха. Диспергенты третьего поколения, применяемые на сегодня, менее токсичны по сравнению с предыдущими, могут, как разбавляться растворителями, так и использоваться в чистом виде. Процесс распыления может проводиться как с судов, так и с авиатранспорта.

Исследовательские программы последних 25 лет были посвящены вопросам потенциального использования диспергентов в арктических условиях, в т.ч. оценке возможной эффективности их использования при низких температурах воздуха и воды. Эти исследования показали, что критические параметры для эффективного использования диспергентов как средства ЛАРН включают в себя характеристики диспергента, свойства нефти, способ применения диспергента, доступность достаточной энергии смешения для процесса рассеивания [6].

Следует отметить, что широкое применение диспергентов сдерживается рядом факторов. Прежде всего – это недостаточная изученность их поведения в ледовых условиях. Рецептура диспергентов, как правило, не является универсальной. Значительное влияние на их эффективность оказывают условия окружающей среды и физико-химические свойства диспергируемых нефтей и нефтепродуктов. Кроме того, ряд исследователей полагает, что использование диспергентов в Арктике с применением существующих технологий распыления затруднительно.

Нефть на поверхности воды со временем меняет свои свойства вследствие атмосферного воздействия, использование диспергентов имеет определенное «окно возможностей» – время, в течение которого их использование наиболее эффективно. Если нефть становится слишком вязкой или слишком эмульгированной, эффективность диспергентов снижается. «Окно возможностей» может значительно изменяться в зависимости от свойств нефти и условий разлива.

Широкое применение диспергентов сдерживается также и их токсичностью. Так, в США и Канаде диспергенты применяются только для ликвидации аварийных разливов нефти массой более 30 тонн и над глубиной моря свыше 150 м. Однако предварительный анализ существующих диспергентов мировых производителей выявил тенденцию к наметившемуся снижению их токсичности. Так, например, диспергенты второго поколения Corexit 9527, Magnus, Varine cieanez Smilh herdez, гораздо менее токсичны по сравнению со своими предшественниками - Corexit 7664, Corexit 9500, BP 1002 и BP 1001.

Можно предположить, что исключением компонентов, содержащих хлорированные углеводороды, бензолы и фенолы, можно в перспективе получить диспергент, близкий по характеристикам к диспергентам второго поколения и способный эффективно бороться с нефтяными сликами в условиях ледовой обстановки, а разработка новых рецептов позволит эффективно применять диспергенты в условиях пониженных температур и малой солености.

## Библиографический список

1. Сальников А. В. Проблемы локализации и ликвидации нефтяных разливов в арктических морях / А. В. Сальников, Г. Г. Грибов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 5 – С. 30-34.
2. Сальников А. В. Проблемы ликвидации аварийных разливов нефти в условиях Арктических морей / А. В. Сальников, Г. Г. Грибов // Международная научно-практическая конференция «Наука и образование в Арктическом регионе», 4-8 апреля 2016 г.: материалы конференции; Ч. 1. – Мурманск: МГТУ, 2016. – С. 165-170.
3. <http://biomicrogel.com/>
4. Вишневецкая Н. С. Энергосберегающие технологии транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие / Н. С. Вишневецкая, Е. Е. Яворская, А. В. Сальников. – Ухта: УГТУ, 2016. – 169 с.
5. <https://www.rosneft.ru/press/news/item/186599/>
6. Поттер С. Ликвидация разливов нефти на арктическом шельфе / С. Поттер. – М.: Shell Exploration & Production Services, 2013. – 140 с.

УДК 550.814:622.691

### **Применение беспилотных летательных аппаратов для мониторинга трасс магистральных трубопроводов, проходящих в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов**

Филиппов П. В., Шишкин И. В.

*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ*

Магистральный транспорт углеводородов относится к категории опасных производственных объектов, поэтому правилами эксплуатации таких объектов предусмотрено проведение периодического патрулирования с целью выявления утечек перекачиваемого продукта, неисправностей, нарушений охранных зон и т. п. Эксплуатация магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) требует особого контроля, что вызвано возможностью проявления опасных инженерно-геологических процессов и явлений, которые могут оказывать воздействие на объекты трубопроводного транспорта.

Патрулирование линейной части осуществляется путем периодических пеших обходов, объездов на автотранспорте и проведением воздушных облетов. В этой связи перспективным может стать использование беспилотных летательных аппаратов (БПЛА), которые в последние годы стали быстро развивающимся направлением авиационной техники.

БПЛА можно охарактеризовать, как летательный аппарат без экипажа, управляемый дистанционно или действующий в автономном режиме по программе, способный нести полезную нагрузку или аппаратуру мониторинга земной поверхности и водной среды [1]. Отличительной особенностью БПЛА является функционирование в составе комплекса – беспилотной авиационной системы, включающей в себя сам летательный аппарат, пункт управления БПЛА, приемопередающую аппаратуру, средства связи, диспетчерские пункты, средства транспортирования, запуска, посадки и т. д.

По принципу полета все БПЛА можно разделить на несколько типов [2]:

– у БПЛА самолетного типа подъемная сила создается за счет напора воздуха, набегающего на неподвижное крыло (рисунок 1, а). Такие аппараты отличаются большой длительностью и максимальной высотой полета, а также высокой скоростью;

– БПЛА вертолетного типа удерживаются в воздухе за счет подъемной силы, создаваемой вращающимися лопастями несущего винта (см. рисунок 1, б). Их преимуществами являются способность зависания в воздухе и высокая маневренность. Эти аппараты наравне с БПЛА самолетного типа наиболее широко используются в настоящее время;

– у летательных аппаратов с гибким крылом в отличие от БПЛА самолетного типа в качестве несущего крыла используется гибкая конструкция из ткани, эластичного полимерного или упругого композитного материала (см. рисунок 1, в);

– полет БПЛА с машущим крылом основан на копировании движений птиц и летающих насекомых (см. рисунок 1, г);

– к особому классу БПЛА относятся аппараты аэростатического типа; они поднимаются в воздух за счет архимедовой силы, действующей на баллон, заполненный газом (как правило, гелием). Этот класс представлен, в основном, дирижаблями (см. рисунок 1, д).

а



б



в



г



д



Рисунок 1. Примеры различных видов БПЛА: а – БПЛА самолетного типа; б – БПЛА вертолетного типа, применяемый в ООО «Газпром нефть»; в – БПЛА с гибким крылом; г – БПЛА с машущим крылом компании Festo; д – БПЛА аэростатического типа (экспериментальный дирижабль ДП-29)

Область применения БПЛА в настоящее время достаточно велика и имеет тенденцию к дальнейшему расширению. Акцентируя внимание на применении БПЛА в нефтегазовой отрасли, можно отметить возможность их использования в сопровождении многих основных производственных процессов, часть из которых отражена на рисунке 2. Лидерами по

внедрению БПЛА среди мировых нефтегазовых компаний являются BP и Shell. Среди российских компаний нефтегазового сектора экономики, активно внедряющих беспилотные технологии, можно назвать ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Транснефть».

Переходя к вопросу применения БПЛА для мониторинга магистральных трубопроводов, следует отметить, что использование для этих же целей пилотируемых самолетов и вертолетов обходится, как правило, дороже; более затратной оказывается и подготовка летчиков по сравнению с обучением операторов БПЛА. Так, по расчетам специалистов ОАО «Томскнефть» ВНК, использование БПЛА для патрулирования трасс трубопроводов почти в два раза дешевле использования для этих же целей вертолета, а срок окупаемости БПЛА при его внедрении составляет всего семь месяцев [3].

Использование БПЛА для мониторинга трасс, проходящих по ММГ, позволит оперативно выявлять такие нарушения, как осадка грунта, обводнение, эрозионные повреждения, разрушение средств инженерной защиты, оголения труб и др. Проведению мониторинга должен предшествовать подготовительный этап, включающий анализ проектной, строительной и эксплуатационной документации, а также рассмотрение результатов предшествующих обследований. По результатам этого анализа составляется полетная карта, на которой:

- указывают линейные координаты площадок крановых узлов, компенсационных участков, переходов трубопроводов через водные преграды и т. п.;
- фиксируют положение ранее обнаруженных нарушений, разрушение средств инженерной защиты, а также места проявления и развития опасных геологических процессов;
- определяют наличие в коридоре прокладки трубопроводов крупных озер, лесных массивов, объектов промышленной инфраструктуры.



Рисунок 2. Направления использования БПЛА в нефтегазовой отрасли

В ходе проведения обследования оператор БПЛА непосредственно на карте указывает время пролета относительно обозначенных на ней объектов, примерное расположение зафиксированных нарушений (рисунок 3).

На этапе обследования БПЛА перемещается вдоль разработанного маршрута полета на высоте от 100 до 150 м. При помощи фотовидеоаппаратуры оператор отслеживает и фиксирует нарушения. Для динамического наблюдения за состоянием линейной части

контроль с помощью БПЛА должен проводиться ежегодно. Периоды, в которые проведение контроля наиболее информативно, следующие:

- завершение весеннего, начало летнего периодов;
- летний период;
- завершение периода положительных среднесуточных температур воздуха.

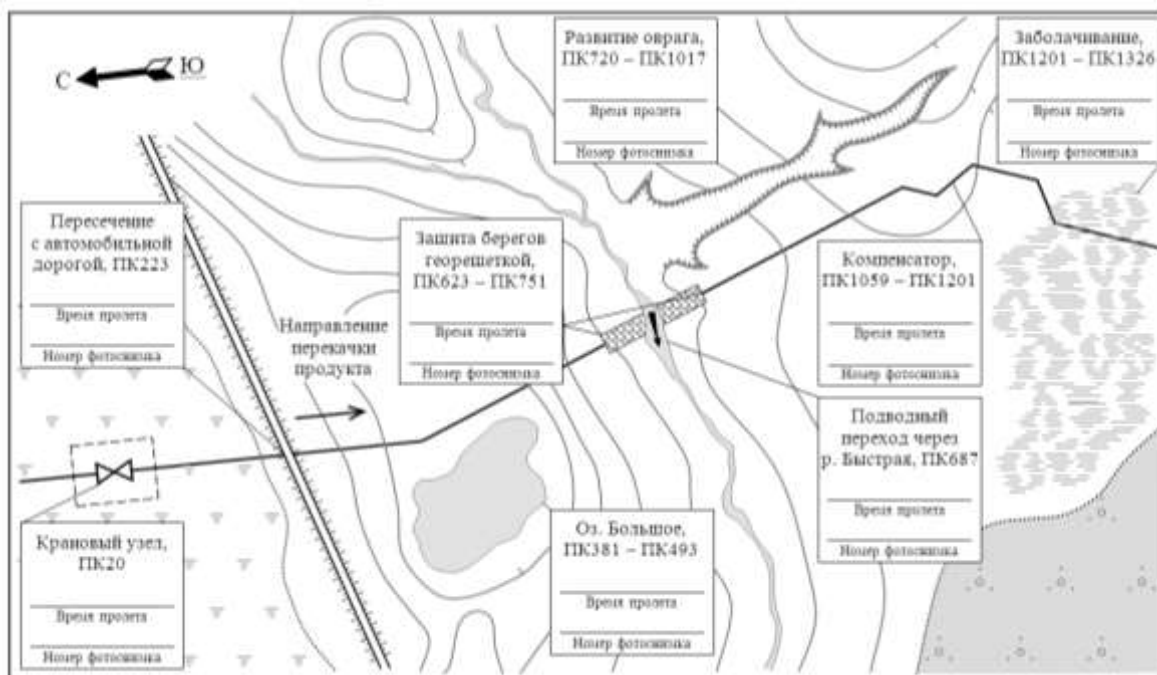


Рисунок 3. Пример фрагмента полетной карты

При проведении обследования может выполняться плановая и перспективная фотосъемка. Плановые фотоснимки получают при вертикальном положении оптической оси объектива фотоаппарата и применяют для фиксации единичных нарушений. Маршрут перемещения БПЛА при этом соответствует положению оси трубопровода. Перспективные фотоснимки получают при отклонении оптической оси объектива от вертикального положения на угол от  $45^\circ$  до  $60^\circ$ . Указанный режим используется для фиксации как единичных, так и множественных нарушений. При проведении перспективной съемки перемещение БПЛА происходит справа или слева от оси трубопровода на расстоянии 100- 200 м.

Для фиксации нарушений может выполняться одинарная или маршрутная фотосъемка. Одинарную фотосъемку используют для фиксации единичных нарушений. Для фиксации множественных последовательно расположенных нарушений выполняют непрерывную фотофиксацию трассы – маршрутную фотосъемку: изображения на идущих последовательно фотоснимках переходят одно в другое без разрывов.

Необходимо отметить, что для привязки нарушений при выполнении любого типа фотосъемки необходимо, чтобы фотоснимки содержали объекты с известными координатами (элементы обустройства трассы, крановые узлы, надземные участки, водные преграды).

На основании собранных данных изучают особенности трассы, определяют наличие нарушений и проявление опасных инженерно-геологических процессов. По результатам анализа фото- или видеоматериалов выполняется предварительная оценка типа нарушений, их координат и геометрических размеров. Для количественной оценки на фотоизображениях определяют вертикальный и горизонтальный масштабы, а на их основе вычисляют линейные координаты и геометрические размеры нарушений. Определение масштаба производится путем сопоставления истинных размеров наземных объектов с их размерами на фотографиях. В качестве таких объектов могут выступать знаки закрепления трассы, опоры линий электропередач (ЛЭП), ограждения площадок, средства инженерной защиты и т. п. Линейные

координаты нарушений могут быть определены путем оценки расстояния от повреждения до объектов с известными координатами (автомобильные дороги, опоры ЛЭП, реки и т. п.).

Результаты обследования можно оформлять в виде паспорта на каждый объект контроля (например, паспорт на подводный переход, участок обводнения и т. п.). В паспорте могут быть отражены проектные решения, использованные при сооружении участка, особенности и геометрические характеристики нарушений, данные о натурных обследованиях. Составление паспортов позволяет отслеживать динамику развития неблагоприятных процессов.

Как становится видно, использование БПЛА, оснащенного фото- и видеоаппаратурой для мониторинга трубопроводов, проходящих по территориям, сложенным ММГ, мало отличается от патрулирования в обычных инженерно-геологических условиях. Вместе с тем трассы, проходящие по территориям распространения ММГ, как отмечалось ранее, требуют особо пристального контроля. Следует добавить к этому, что потенциал, заложенный в БПЛА, достаточно велик: уровень развития микроэлектроники позволяет оснащать БПЛА не только фото- и видеоаппаратурой, но и другими средствами мониторинга и контроля. В качестве дополнительного оснащения БПЛА для мониторинга трасс, проходящих по территориям распространения ММГ, могут выступать:

- устройства позиционирования и навигации;
- дальномер;
- тепловизор;
- устройства для дистанционного считывания показаний с оборудования.

Подробнее возможности, которые открываются в связи с дооснащением БПЛА вышеуказанными устройствами, рассмотрены далее.

Одной из проблем при обработке фотоматериалов является выяснение точного местоположения выявленных нарушений, ввиду того, что определение координат по фотоснимкам в большинстве случаев может быть только приблизительным: опираясь на опыт работы с фотоматериалами, полученными в ходе патрулирования с борта вертолета, можно отметить, что для нарушений чаще всего удается установить лишь диапазон километража трассы, в то время как более точные координаты остаются неясными. Кроме того, фотографии одного и того же нарушения, зафиксированного в различные периоды времени, не всегда идентичны друг другу: так, например, при смене сезонов может существенно меняться ландшафт, что усложняет идентификацию одного и того же места мониторинга. Выходом в данном случае является использование на БПЛА систем позиционирования и навигации.

Определение местоположения объектов с использованием спутниковых систем навигации (GPS или ГЛОНАСС) основано на измерении времени задержки распространения сигнала от момента излучения его спутником до момента приема антенной приемного устройства (навигатора и т. п.). Снабжение БПЛА устройствами позиционирования и навигации повышает точность фиксации нарушений, что позволяет однозначно идентифицировать зафиксированный объект. А возможность детально задавать и отслеживать маршрут полета с привязкой к географическим координатам значительно упрощает выполнение периодических облетов по одним и тем же маршрутам.

Определение размеров нарушений по фотографиям отличается невысокой точностью и может вызывать затруднения, если в поле видимости объекты с известными размерами отсутствуют. Повысить точность оценки геометрических параметров нарушений может позволить оснащение БПЛА, к примеру, лазерным дальномером. Принцип действия лазерного дальномера основан на измерении времени, пройденного лазерным лучом, посылаемым прибором, до объекта и обратно. На рисунке 4 в качестве примера представлена схема определения протяженности участка обводнения: при выполнении измерений БПЛА заводится неподвижно, после чего производится измерение высоты БПЛА  $H$ , расстояний  $L_1$  и  $L_2$ , а уже на основании этих данных вычисляется протяженность объекта  $L_x$ .

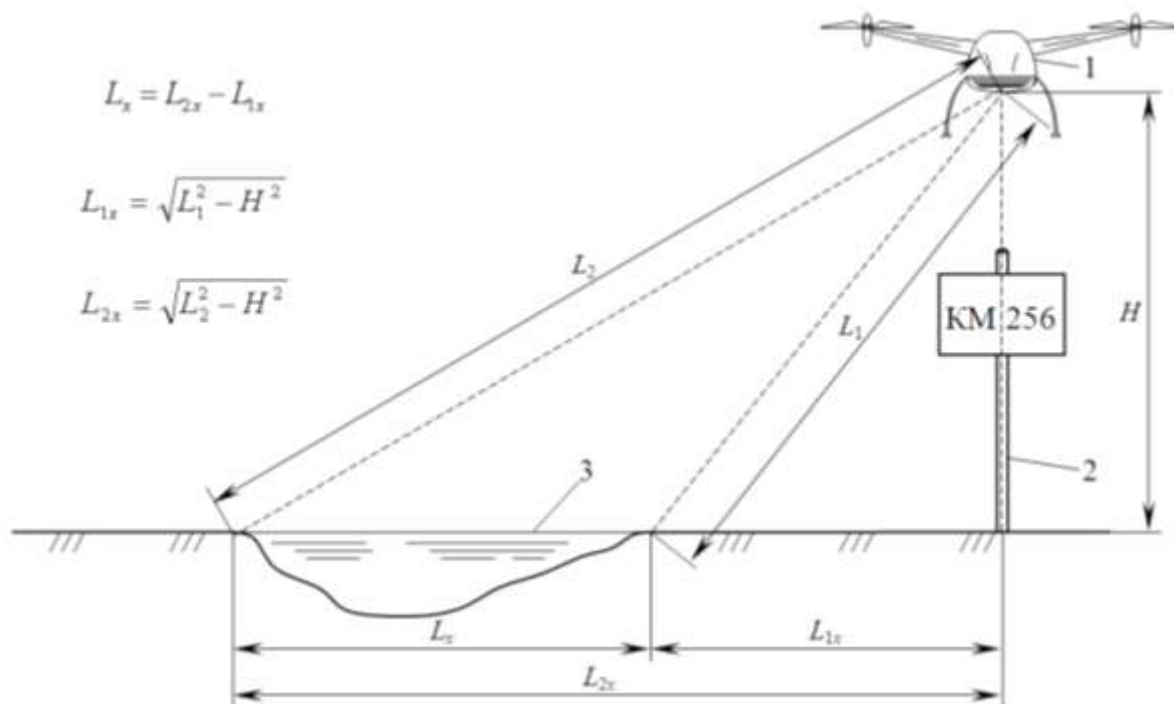


Рисунок 4. Пример определения протяженности обводнения линейной части с использованием БПЛА, оснащенного лазерным дальномером: 1 – БПЛА; 2 – знак закрепления трассы трубопровода; 3 – обводнение;  $H$  – высота зависания БПЛА, м;  $L_1, L_2$  – минимальное и максимальное удаление от БПЛА до объекта, м;  $L_{1x}, L_{2x}$  – проекции минимального и максимального удалений от БПЛА до объекта на горизонтальную плоскость, м;  $L_x$  – искомая протяженность объекта, м

В аспекте совместного использования тепловизоров и БПЛА можно отметить сразу несколько направлений, среди которых определение утечек перекачиваемого продукта, выявление мест повреждения теплоизоляции трубопроводов, контроль технического состояния оборудования и т. п. Ниже подробнее будут рассмотрены только некоторые примеры использования тепловизоров на БПЛА.

Поиск утечек нефти, нефтепродуктов или газа на линейной части с помощью тепловизора, установленного на БПЛА, является, пожалуй, самым распространенным направлением их совместного использования. Отслеживать утечки становится возможным благодаря разнице температур грунта, в котором проложен трубопровод, и перекачиваемого продукта. Эту разницу температур фиксирует тепловизор [3].

Тепловизоры на БПЛА также могут использоваться для определения глубины залегания трубопровода, что немаловажно для выявления его нештатного положения, вызванного, например, просадкой линейной части при оттаивании ММГ [4]. Суть методики заключается в регистрации теплового следа трубопровода на поверхности грунта с борта летательного аппарата. Авторы методики указывают на использование тепловизора при съемке с борта вертолета, но с тем же успехом может быть использован и БПЛА. Зная амплитуду теплового следа, по аналитической зависимости определяют глубину залегания трубопровода (см. рисунок 5, а). Под амплитудой теплового следа понимается разность температуры над трубопроводом и температурой поверхности грунта на расстоянии 10 м от его оси.

Еще одно направление связано с использованием тепловизоров для дистанционного контроля технологических объектов. На трассах магистральных трубопроводов, проходящих по ММГ, широкое применение для сохранения грунтов оснований зданий и сооружений в мерзлом состоянии получили термостабилизаторы. В случае выхода термостабилизаторов из строя происходит активизация процессов разупрочнения грунтового основания, что угрожает надежности и безопасности инженерных сооружений. Поэтому необходим



периодический контроль работы термостабилизаторов. При работе технически исправных устройств температура их корпуса выше температуры воздуха, что хорошо фиксируется при помощи тепловизора [5]. Для примера на рисунке 5, б, в приведены изображения исправного и неисправного термостабилизаторов (полученные с тепловизора в ходе наземного обследования). Преимущества этого метода диагностики могут стать еще более очевидны при использовании в комплексе с БПЛА: вместе с увеличением площади охвата территории, на которой установлены термостабилизаторы, появляется возможность контроля устройств, установленных в труднодоступных местах, что существенно повышает производительность диагностики по сравнению с наземным обследованием.

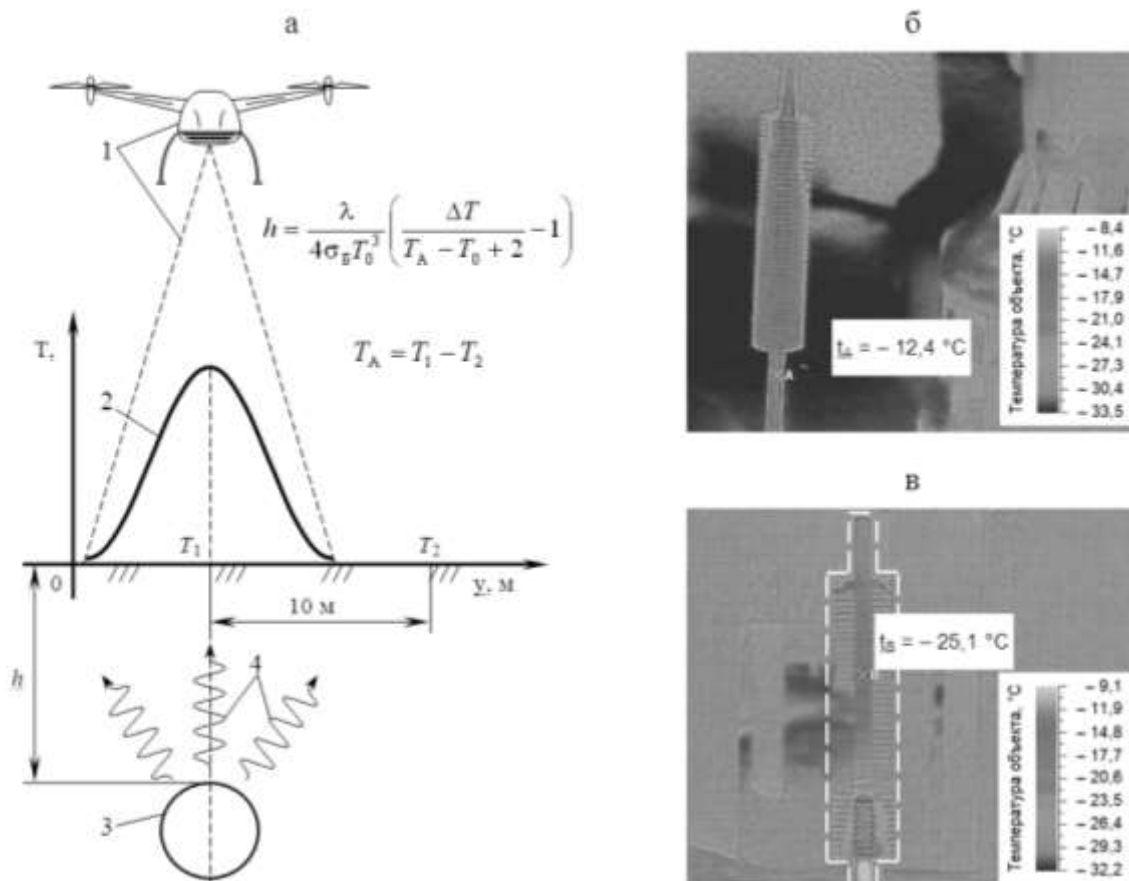


Рисунок 5. Примеры использования тепловизионной съемки: а – определение глубины залегания трубопровода; б, в – инфракрасные изображения рабочего и неисправного термостабилизаторов соответственно; 1 – фиксация температурного следа БПЛА; 2 – распределение температуры на поверхности грунта; 3 – трубопровод; 4 – потоки тепловой энергии;  $T_0$  – температура на поверхности грунта, К;  $T_1$ ,  $T_2$  – температура на поверхности грунта над трубопроводом и на удалении 10 м соответственно, К;  $T_A$  – амплитуда теплового следа, К;  $\Delta T$  – разница температур на поверхности грунта и трубопровода, К;  $h$  – глубина, м;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м · К);  $\sigma_B$  – постоянная Больцмана, Дж/К

Оснащение БПЛА считывающими устройствами позволит дистанционно получать данные с различных технических устройств. Применительно к трассам, проходящим по ММГ, считывающие устройства могут использоваться при наблюдении за температурным режимом грунтов оснований, осуществляемом с помощью оборудованных датчиками температуры термометрических скважин (рисунок 6, а). Измерение температур в скважинах может производиться при периодическом подключении регистрирующего устройства, например портативной ПЭВМ (ноутбука). Недостатком такого способа является его трудоемкость, поскольку необходимо подключение к каждой скважине, количество которых

может быть достаточно велико. Наиболее целесообразен дистанционный способ передачи данных: для этого скважины оборудуют логгерами – устройствами, в которых хранится информация от температурных датчиков, и антеннами для передачи данных. Информация от логгеров через антенну передается на центральный контроллер, располагающийся, например, на пунктах радиорелейной связи, где аккумулируется, а далее передается в центр сбора информации. Передача данных с логгеров также возможна на мобильную точку доступа, в качестве которой может выступать БПЛА, оборудованный считывающими устройствами (см. рисунок 6, б). Преимущества использования БПЛА связаны с оперативностью получения сведений, отсутствием необходимости установки дополнительного оборудования на узлах радиорелейной связи, возможностью получения данных при отказе ретрансляционной сети.

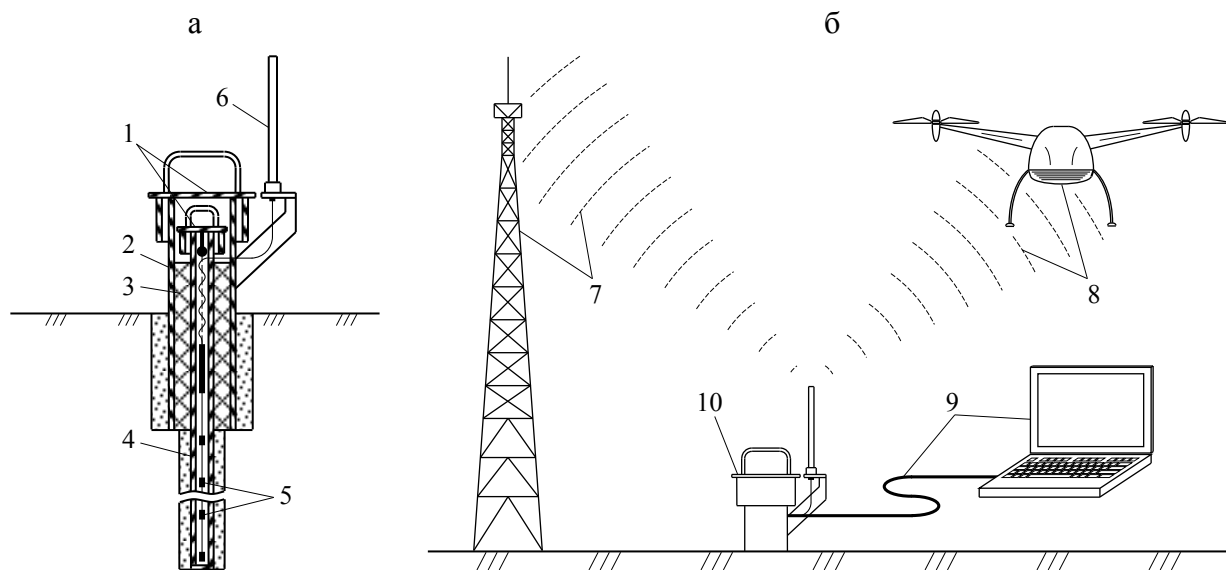


Рисунок 6. Конструкция термометрической скважины (а) и способы передачи данных измерений температуры с термометрической скважины (б): 1 – крышки; 2 – защитная труба-кондуктор; 3 – теплоизоляция; 4 – термометрическая трубка; 5 – датчики температуры; 6 – антенна; 7 – передача данных на радиорелейную станцию; 8 – передача данных на БПЛА; 9 – передача данных на портативную ПЭВМ (ноутбук); 10 – термометрическая скважина

Как видно, оснащение БПЛА дополнительным оборудованием расширяет возможности его использования, однако является экстенсивным путем повышения его эффективности. Дальнейшие перспективы развития БПЛА связаны с цифровой обработкой собираемых данных. Для реализации такого подхода необходимо создание информационной системы, состоящей из программного обеспечения, управляющего сбором и обработкой данных, и электронной базы данных, в которой будет аккумулироваться получаемая информация. Кратко можно отметить следующие ключевые функции, которые должны быть реализованы в информационной системе.

Прежде всего, стоит указать на создание интерактивной полетной карты, по примеру описанной ранее (см. рисунок 3). Интерактивная полетная карта даст возможность не только отслеживать маршрут перемещения БПЛА, но и отмечать места мониторинга, вносить и редактировать сведения о фиксируемых нарушениях, создавать ссылки на результаты ранее выполненных обследований и др. Это позволит отображать все особенности трассы в интерфейсе программного обеспечения с возможностью обращения к данным предыдущих облетов, архиву фотографий или результатов предыдущих замеров. Весь массив данных измерений (к примеру, размеры нарушений, определенные дальномером) должен сохраняться программным обеспечением в виде текстовых или табличных файлов. А при наличии средств позиционирования БПЛА программное обеспечение должно производить

привязку фото- и видеоматериалов, а также данных измерений к географическим координатам с целью облегчения их дальнейшей идентификации.

Таким образом, использование БПЛА для мониторинга магистральных трубопроводов, проходящих по территориям, сложенным ММГ, позволит оперативно отслеживать состояние линейной части и развитие неблагоприятных инженерно-геологических процессов. Оснащение БПЛА дополнительным оборудованием (тепловизорами, дальномерами, системами навигации и т. п.) повысит эффективность их использования. А разработка и внедрение информационной системы, включающей в себя программное обеспечение и электронную базу данных, позволит получать более полноценные сведения о выявленных при обследованиях нарушениях и динамике их развития.

#### Библиографический список

1. Карякин В. В. Беспилотные летательные аппараты – новая реальность войны / В. В. Карякин // Проблемы национальной стратегии. – 2015. – № 3 (30). – С. 130-145.
2. Куприков М. Ю. Беспилотный летательный аппарат // Большая российская энциклопедия. – [https://bigenc.ru/technology\\_and\\_technique/text/4087725](https://bigenc.ru/technology_and_technique/text/4087725) (дата обращения: 18.10.2018).
3. Тюлькин Л. Х. Использование квадрокоптеров с тепловизором для обнаружения отказов на объектах трубопроводного транспорта / Л. Х. Тюлькин, А. А. Илларионов // Газовая промышленность. – 2016. – № 7-8. – С. 15-17.
4. Методика теплового контроля для определения глубины залегания подземного трубопровода / Ю. П. Байков, В. В. Башуров, С. В. Жаринов и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 8. – С. 85-88.
5. Опыт применения инфракрасной диагностики для оценки эффективности работы и технического состояния системы температурной стабилизации грунта на компрессорной станции Байдарацкая / П. В. Филиппов, Д. И. Козлов, С. А. Шкулов и др. // Материалы междунар. конф. «Рассохинские чтения» (Ухта, 2-3 февраля 2017 г.). – Ухта: УГТУ, 2017. – С. 185-193.

УДК 622.692.4.053

### **Оценка эффективности применения в качестве разбавителя газового конденсата при транспорте вязкой нефти месторождений арктического шельфа**

Сальников А. В., Шатланкин А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Известно значительное число методов и способов трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей. При огромном разнообразии характеристик нефтей, климатических и геокриологических условий в которых работают трубопроводы, их протяженности и производительности, каждый отдельный способ обладает своими недостатками, поэтому в настоящее время не существует универсальной технологии, обеспечивающей рациональную транспортировку всех высоковязких и высокозастывающих нефтей. В этой связи в каждом случае выбор способа перекачки является сложной задачей и должен быть обоснован технико-экономически. Наибольшее распространение в нашей стране и за рубежом получил способ «горячей» перекачки. Теоретические исследования и опыт эксплуатации «горячих» нефтепроводов позволяют считать, что накопленный опыт является достаточным для проектирования и эксплуатации трубопроводов.

Однако, данному методу присущи свои серьезные недостатки, связанные с тем, что перекачиваемый продукт подогревается до значительных температур (40-80 °С). «Горячая» перекачка сопряжена с существенными потерями энергии, расходуемой на подогрев транспортируемого продукта. Кроме того, выделяющаяся теплота может оказывать негативное воздействие на окружающую среду.

В практике эксплуатации трубопроводов известен также «путевой подогрев». Подогрев при помощи теплоспутников (паропровод, горячий водопровод и др.) используется на

нефтебазах, перекачивающих станциях, нефтеперерабатывающих заводах, где теплопроводы и трубопроводы для высокозастывающих продуктов укладываются в один канал и изолируются. При большой протяженности подогрев при помощи теплоспутников естественно будет иметь высокую стоимость, поэтому для магистральных трубопроводов он не применяется.

*Электроподогрев* трубопроводов применяется в следующих вариациях: ток движется по телу трубопровода (индукционный нагрев, прямой электроподогрев трубы); применение нагревательных элементов из специальных кабелей или лент. Электроподогрев имеет ряд преимуществ перед нагревом теплоносителями: более высокий коэффициент полезного действия, возможность регулирования температуры в широких пределах, легкость монтажа, компактность, возможность работы подогревателя по любому временному графику (например, только в случае остановки трубопровода). Однако, для магистральных трубопроводов внедрение электроподогрева сдерживается по причине высоких эксплуатационных затрат. Возможно использование электроподогрева в комбинации с другими методами улучшения реологических свойств («горячая» перекачка, перекачка с разбавителями и т. д.).

Применение неизотермических способов перекачки для транспортирования высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера Тюменской области ограничивается факторами природно-климатического и геокриологического характера. При подземной или наземной прокладке трубопровода в районах распространения мерзлых грунтов по причине теплового взаимодействия трубопровода и грунта возможно оттаивание почвенной влаги и потеря несущей способности породы. В этой связи использование неизотермических способов перекачки в условиях Крайнего Севера может оказаться экономически эффективным при создании условий, которые обеспечивают минимальное тепловое взаимодействие трубопровода и окружающей среды, не вызывающее оттаивание несущей породы. Теоретически такие условия могут быть созданы путем использования тепловых изоляций со значительной толщиной, либо теплоизоляций, обладающих малыми коэффициентами теплопроводности.

Использование неизотермических технологий перекачки для надземной прокладки в условиях низких температур воздуха нецелесообразно из-за внушительных потерь тепловой энергии и значительного возрастания гидравлических сопротивлений, вследствие уменьшения температуры нефти.

К другой группе методов транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов можно отнести *перекачку в потоке носителя*. По методу, описанному в патенте, предварительно сжиженный природный газ подается в резервуар. В этот же резервуар по трубопроводу, на конце которого находится распылитель, подается нефть, которая, попадая в виде капель в сжиженный газ, замерзает. Образовавшаяся смесь с помощью насосов подается в магистральный трубопровод. Нефть охлаждают до температуры ниже температуры ее застывания. Полученную массу продавливают через решетку с насадками разных диаметров. Образующиеся гранулы разных размеров подают в охлажденную воду (с температурой ниже температуры застывания нефти), в потоке которой они и перекачиваются. В работах предлагается перекачка по трубопроводам без непосредственного контакта носителя и нефти при помощи капсул, либо контейнеров. Достоинством трубопроводных контейнерных систем является возможность осуществления транспорта с высокими скоростями (10-20 м/с).

Перекачка нефти в потоке носителя не получила широкого распространения по различным техническим и технологическим причинам, а также ввиду слабой теоретической базы. В этой связи применение данных технологий для транспортирования высоковязких нефтей месторождений Крайнего Севера Тюменской области может оказаться экономически эффективным после решения ряда теоретических и технологических задач. Данное направление может быть темой отдельных исследований.

Изотермическая перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей с предварительным улучшением реологических свойств в соответствии с классификацией включает в себя: виброобработку, термообработку, термодеструктивную обработку,

барообработку, транспорт газонасыщенных нефтей, перекачку с использованием депрессорных присадок, гидротранспорт, перекачку с углеводородными разбавителями.

*Виброобработка* применяется для высокопарафинистых нефтей и заключается в снижении вязкости при температурах, меньших температуры застывания, путем создания высокого градиента скорости сдвига (до  $3000 \text{ с}^{-1}$ ) с помощью специальных устройств. В работах нефть с вязкостью 18-20 Па·с подвергалась виброобработке при помощи вибросита в течение 15 мин., в результате чего вязкость уменьшалась до 0,5-1 Па·с. Однако, использование виброобработки для трубопроводов нецелесообразно по причинам значительных потерь напора в виброситах и ограниченности размеров вибросит диаметром трубопровода. Кроме того, вследствие тиксотропии разрушенная после виброобработки структура нефти восстанавливается через довольно непродолжительное время. В связи с этим, виброобработка получила распространение лишь для откачки нефти с дневной поверхности (например, из земляных амбаров).

Как отмечалось выше, виброобработка применяется только для нефтей, высокая вязкость которых обусловлена значительным содержанием парафинов. Поэтому использование данной технологии для высокосмолистых нефтей будет малоэффективным.

*Термообработка* высокозастывающих нефтей заключается в их нагреве до определенной температуры (обычно до 80-100 °С) и последующем охлаждении с заданным темпом. При нагреве нефти происходит растворение твердых парафинов. При последующем охлаждении асфальтены и смолы, являющиеся поверхностно-активными веществами, адсорбируются на гранях кристаллов и способствуют дендритной кристаллизации. Образуется крупнокристаллическая структура с меньшим числом кристаллов парафина, прочность которой значительно ниже исходной мелкокристаллической структуры, в результате чего реологические свойства нефти улучшаются.

Хотя в мировой практике существуют примеры эксплуатации магистральных трубопроводов транспортирующих термообработанные нефти, все же данный метод обладает рядом существенных недостатков, к которым можно отнести: дополнительные капитальные и эксплуатационные расходы, связанные с необходимостью нагрева на головной нефтеперекачивающей станции всего объема перекачиваемой нефти; положительный эффект от термообработки вследствие тиксотропии для большинства нефтей сохраняется непродолжительное время (от нескольких часов до нескольких суток); для каждой нефти необходимо подбирать свою температуру нагрева и темп охлаждения. Кроме того, процессу термообработки поддаются только высокозастывающие нефти, содержащие наряду с парафином асфальто-смолистые вещества. Т. е., технология термообработки также не применима для высокосмолистых нефтей месторождений Крайнего Севера.

*Термодеструктивная обработка* нефтей заключается в расщеплении высокомолекулярных углеводородов (которые являются наиболее вязкими) за счет действия на них высоких температур (до 460-510 °С) и давлений (2-4 МПа). При этом за счет увеличения числа непредельных углеводородов вязкость и температура застывания нефти уменьшаются. При осуществлении перекачки по данной технологии возникает необходимость в значительных капитальных и эксплуатационных затратах, связанных со строительством и эксплуатацией на головной нефтеперекачивающей станции объектов, которые, по сути, будут являться установками крекинга. Кроме того, после деструктивного воздействия высокосмолистые нефти, которые являются отличным сырьем для нефтехимической промышленности, теряют свои ценные свойства. Несмотря на данные недостатки, технология термодеструктивной подготовки высоковязких и высокозастывающих нефтей к транспорту может оказаться экономически эффективной, поскольку позволяет осуществлять перекачку в жестких климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера.

*Барообработка* заключается в циклических воздействиях на неньютоновскую нефть высоких давлений (до 10 МПа), при которых она выдерживается в течение нескольких часов. В результате этого изменяется структура вязкоупругой среды, и давление в сосуде с нефтью медленно падает до определенной величины, после чего реологические свойства нефти

улучшаются. Авторы работы объясняют изменение реологических свойств нефти в результате барообработки частичным разрушением ее структуры. Недостатки данного метода приблизительно такие же, как и у термообработки, в том числе высокая стоимость сооружений на головной нефтеперекачивающей станции и восстановление исходных свойств системы через определенный промежуток времени вследствие тиксотропии. Кроме того, барообработка может применяться только для подготовки неньютоновских высокопарафинистых, а не высокосмолистых нефтей к транспорту.

*Технология транспорта газонасыщенных нефтей* заключается в неполной сепарации добываемой нефти или, даже, ее отсутствии. Опыт перекачки газонасыщенных нефтей по магистральным трубопроводам позволяет говорить о значительном снижении вязкости и температуры застывания.

Несмотря на очевидные преимущества данного способа улучшения реологических свойств (утилизация нефтяного газа, увеличение коэффициента загрузки нефтепровода, снижение загрязнения окружающей среды, он обладает рядом недостатков. Для обеспечения нормальной работы насосов необходимо либо отбирать перед их входом весь нерастворенный газ, который затем вводится в поток нефти на выходе станции (для этой цели на каждой НПС перед насосами необходимо устанавливать сепараторы), либо создавать на перекачивающих станциях запас давления, обеспечивающий транспорт газонасыщенной нефти в однофазном состоянии по всей длине трубопровода, что опять таки влечет за собой дополнительные материальные затраты. Также, существует возможность разгазирования нефти при остановках трубопровода и образования газовых пробок.

Технология перекачки, использующая метод насыщения нефти инертными газами, состоит в следующем. Нефть насосами подается в теплообменник, где она охлаждается до температуры, несколько меньшей температуры начала образования парафинистых структур. Затем охлажденная нефть насыщается инертным газом и путем пропускания через диафрагму подвергается воздействию высоких напряжений сдвига. В результате обработки происходит разрушение структуры парафина и образование газовой пленки на его кристаллах, которая препятствует агрегации и растворению их в нефти. Недостатки данного метода приблизительно такие же, как у технологии перекачки нефтей, насыщенных нефтяным газом. Кроме того, на начальном пункте трубопровода необходимо создавать значительные запасы инертного газа.

Технология перекачки высоковязких нефтей месторождений Крайнего Севера Тюменской области в газонасыщенном состоянии может оказаться экономически эффективной при значениях газового фактора добываемых нефтей, обеспечивающих значительное понижение вязкости. При недостаточных значениях газового фактора возможна доставка нефтяного или инертного газа непосредственно на месторождение высоковязкой нефти.

*Применение депрессорных присадок* (депрессаторов) является перспективным способом подготовки парафинистых нефтей к транспорту по магистральным трубопроводам. В результате ввода в поток высокозастывающей нефти незначительных количеств (до 0,2 % по объему) химически активных веществ происходит улучшение реологических свойств. Механизм действия депрессаторов на высокопарафинистые нефти – отмечается двоякий характер их действия, во-первых, частицы присадки образуют с парафином смешанные кристаллы, что приводит к принципиальному изменению их строения и предотвращают образование сплошной структурной сетки; во-вторых, частицы присадки выступают как центры, вокруг которых кристаллизуется парафин, образуя не связанные агрегаты.

Несмотря на все достоинства данного метода, он имеет ряд недостатков: во-первых, в настоящее время нет универсальной присадки, пригодной для всех высокопарафинистых или хотя бы большой группы нефтей; во-вторых, по технологии депрессорную присадку вводят в поток на головной НПС при температуре чуть выше температуры плавления парафинов (50-70 °С), что в условиях Крайнего Севера сопряжено с определенными трудностями технического и экономического характера; в- третьих, на данный момент времени разработаны присадки для уменьшения вязкости и температуры застывания только высокопарафинистых

нефтей. Т. е. данная технология не применима для транспорта нефтей, высокая вязкость которых обусловлена значительным содержанием асфальтосмолистых веществ.

Существует несколько разновидностей *гидротранспорта нефтей*. Первый способ гидротранспорта – перекачка нефти в водяном кольце. Данный способ не нашел широкого распространения, поскольку через некоторое время после начала перекачки водяное кольцо полностью исчезает, и его периодически приходится восстанавливать. Второй способ гидротранспорта заключается в создании в трубе потока с плоской границей раздела или в виде кривой. Данный способ практического осуществления на трубопроводах не нашел, поскольку слой воды достаточно быстро перемешивается с потоком нефти, и образуется эмульсия «вода в нефти», вязкость которой значительно выше, чем у транспортируемой нефти.

В соответствии с классификацией, возможна также перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей *в смеси с маловязкими углеводородными разбавителями*. Достоинством данной технологии является то, что в результате компаундирования можно получить смесь с оптимальными реологическими параметрами, позволяющими вести перекачку в условиях Крайнего Севера. Транспорт высоковязких нефтей в смеси с маловязкими углеводородами может оказаться экономически эффективным при наличии в районах нефтедобычи необходимого количества разбавителя.

При трубопроводном транспорте нефти с температурой выше температуры многолетнемерзлой породы происходит оттаивание грунта, окружающего трубопровод. Возникающая вследствие этого просадка нефтепровода приводит к появлению дополнительных напряжений в теле трубы, которые во многих случаях могут явиться причиной его разрушения.

В зоне распространения многолетнемерзлых пород такая ситуация опасна не только из-за временного прекращения перекачки вследствие необходимости проведения ремонтных работ и высокой их стоимости, но и в значительной степени из-за вредного влияния на окружающую среду.

В связи с этим необходимо максимально снизить и по возможности предотвратить вредное влияние тепла, выделяемого трубопроводом. Можно назвать несколько возможных путей решения этой проблемы.

- применение специальных способов прокладки нефтепровода;
- применение тепловой изоляции;
- транспорт нефти при температуре окружающей среды.

Транспорт нефти при температуре окружающей среды является наиболее естественным методом перекачки, обеспечивающим наименьшее негативное влияние на окружающую среду. При этом в большинстве случаев может быть использована обычная подземная прокладка, не требующая применения специальных дорогостоящих методов укладки и конструкций.

Однако, перекачка высоковязкой нефти при температуре вечномерзлого грунта невозможна из-за значительного повышения вязкости, а иногда и просто из-за потери текучести. В связи с этим снижение температуры нефти, транспортируемой в районах вечной мерзлоты, должно сопровождаться мероприятиями по улучшению ее реологических свойств и обеспечению благоприятных транспортабельных параметров.

В общем случае выбор типа разбавителя производится с учетом эффективности его воздействия на свойства высоковязкой или высокозастывающей нефти, затрат на получение разбавителя, его доставку на головные сооружения нефтепровода и на смешение.

Разбавление высоковязкой нефти газовым конденсатом положительно влияет на ее реологические свойства [1, 2, 3], что позволит осуществлять перекачку в суровых климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера. Механизм действия разбавителя (конденсата) можно объяснить уменьшением концентрации парафина, а также асфальто-смолистых веществ в смеси [4].

Использование в качестве разбавителя нестабильного газового конденсата позволит помимо снижения вязкости исходной нефти утилизировать значительные объемы

низконапорных газов дегазации конденсата.

В исследованных источниках отсутствуют сведения о зависимостях вязкости смесей высоковязких нефтей и газоконденсатов месторождений Крайнего Севера от концентрации разбавителя при отрицательных температурах, что в условиях распространения многолетнемерзлых пород в районах расположения данных месторождений имеет важное значение.

Поэтому возникает необходимость в проведении широкого комплекса экспериментальных исследований, целью которых является получение аналитических зависимостей вязкости нефтеконденсатных смесей от концентрации разбавителя при отрицательных температурах.

Библиографический список

1. Губин В. Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. В. Губин. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
2. Кривошеин Б. Л. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ) / Б. Л. Кривошеин, П. И. Тугунов. – М.: Недра, 1985. – 236 с.
3. Панов Ю. Е. Технология перекачки высоковязких нефтей включая северные районы / Ю. Е. Панов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 38 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров, В. А. Юфин, Е. И. Яковлев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
5. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / В. Д. Белоусов, Э. М. Блейхер, А. Г. Немудров, В. А. Юфин, Е. И. Яковлев. – М.: Недра, 1978. – 407 с.
6. Агапкин В. М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В. М. Агапкин, Б. Л. Кривошеин, В. А. Юфин. – М.: Недра, 1981. – 256 с.

УДК [622.691.4:624.139.2]:550.837.76

### **Моделирование теплового взаимодействия магистрального газопровода с мерзлыми и талыми грунтами на переходах через водные преграды**

Шишкин И. В.<sup>1</sup>, Шкулов С. А.<sup>1</sup>, Работинская Т. И.<sup>1</sup>, Тильков А. Н.<sup>2</sup>

*1 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ*

*2 – Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, РК, РФ*

В настоящее время на Севере России введены в эксплуатацию крупные месторождения природных газов, обеспечивающие непрерывные поставки газообразного топлива потребителям, как внутри страны, так и за ее пределами. Основной объем добываемого газа транспортируется по системе магистральных газопроводов большого диаметра, соединяющих газодобывающие центры с крупными газораспределительными узлами. При этом часть газопроводных систем сооружается и эксплуатируется в сложных природно-климатических условиях, характеризующихся аномально-низкими температурами воздуха, а также повсеместным распределением многолетнемерзлых грунтов.

На сегодняшний день накоплен достаточно большой опыт проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводов в сложных условиях, соответственно, разработано значительное количество периодически актуализируемых норм, правил и стандартов государственного и отраслевого уровня.

Основным нормативным документом, определяющим правила использования многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований для подземных газопроводов, является СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» (актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88), содержащий необходимый набор расчетных методик, направленных:

- на оценку интенсивности теплового воздействия газопроводов на мерзлые грунты (рисунок 1);
- определение несущей способности и деформирования мерзлых грунтов при оттаивании;



– определение величин морозного пучения талых грунтов при промерзании.

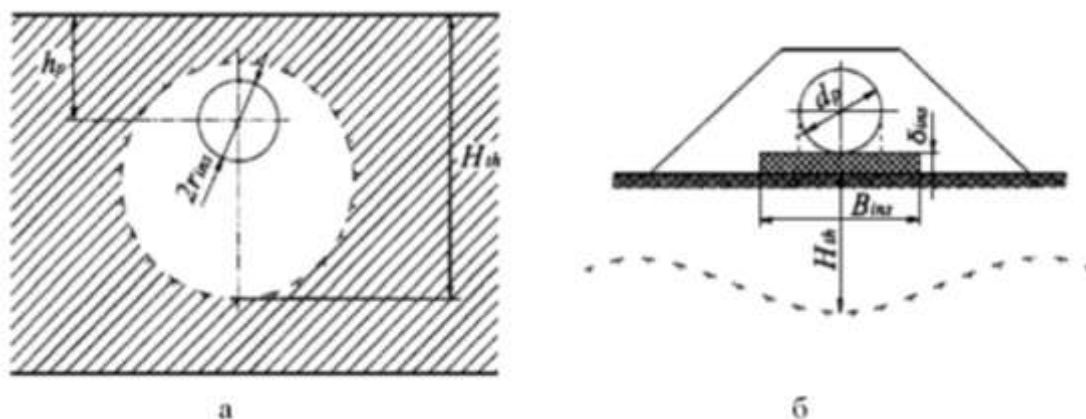


Рисунок 1. Типовые схемы расчета параметров теплового взаимодействия подземного (а) и наземного в насыпи (б) трубопровода с мерзлыми грунтами по СП 25.13330.2012:  $r_{ins}$  – радиус трубопровода с теплоизоляцией;  $h_p$  – глубина заложения трубопровода (до уровня оси);  $H_{th}$  – глубина оттаивания;  $\delta_{ins}$  – толщина теплоизоляции основания;  $B_{ins}$  – ширина теплоизоляции основания;  $d_p$  – диаметр трубопровода с теплоизоляцией

В том случае, если проект предусматривает сохранение грунтов в мерзлом состоянии в течение всего срока эксплуатации газопровода, рекомендуется использование теплоизоляционных покрытий, а также охлаждение транспортируемого продукта до отрицательных температур. Расчет параметров наружной теплоизоляции труб может быть выполнен в соответствии с рекомендациями СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».

Закрепление газопроводов в оттаивающих мерзлых грунтах выполняется в соответствии с рекомендациями СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85), СП 86.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП III-42-80), СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы». Основные методы закрепления против всплытия и выпучивания – навешивание на участки газопровода балластирующих утяжелителей (железобетонных, чугунных, полимерно-контейнерных) или фиксация трубных плетей с помощью заглубляемых в грунт винтовых анкеров.

По пути следования магистральные газопроводы пересекают множество естественных или искусственных объектов, из которых наиболее массовыми являются водные преграды, такие как реки, ручьи и озера. Основными документами, определяющими порядок проектирования и сооружения подводных переходов газопроводов через водные преграды в Северных районах, являются:

- СТО Газпром 2-2.1-459-2010 «Нормы проектирования переходов трубопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера»;
- СТО Газпром 2-2.2-457-2010 «Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ переходов газопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера»;
- документы, уровня ГОСТ, СП (СНиП), ВСН, РД и т. д., определяющие общий порядок организации и проведения работ, требования к оборудованию и персоналу, правила техники безопасности.

Кроме указанной нормативной базы, содержащей разнообразные расчетные методики по оценке предельных состояний (механических напряжений, осадок, температур и т. д.), также разработано значительное количество автоматизированных расчетных алгоритмов, позволяющих с помощью вычислительных средств оценивать:

- тепловое взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами;
- устойчивость участков газопроводов против всплытия;

– параметры напряженно-деформированного состояния металла труб при нарушении устойчивого положения газопроводов.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что все возникающие при проектировании новых Северных газопроводов вопросы могут быть решены в полной мере, как с помощью современных действующих нормативных документов, так и компьютерных программ.

Неправомерность данного утверждения может быть доказана на примере технологии производства работ при сооружении перехода газопровода через водную преграду в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, выполняемого путем укладки забалластированной трубной плети в подводную траншею и ее последующую засыпку.

Известно, что под любой водной преградой, на территориях повсеместного распространения многолетнемерзлых грунтов, присутствует область талых водонасыщенных грунтов (таликов, [1]), в которых обычно и выполняется подводная траншея (рисунок 2, а, б). Фрагмент трубопровода (трубная плеть), с закрепленной на поверхности механической защитой (при необходимости, теплоизоляционным слоем), а также кольцевыми утяжелителями, укладывается в подготовленную на дне водной преграды траншею, после чего засыпается грунтом. На следующих этапах строительства трубная плеть стыкуется с фрагментами газопровода, расположенными на границе водной преграды. Далее, при запуске газопровода в работу, будет происходить следующее:

– в том случае, если газ транспортируется с положительной температурой, вокруг участков газопровода, расположенного на границах водной преграды, образуется стабильная во времени область талого грунта (см. рисунок 2, в, г), переходящая в талые грунты под водной преградой. В результате газопровод удерживается от всплытия за счет балластирующих устройств, при этом сохраняя некоторую степень свободы для возможных перемещений (например, осадки).

– при транспорте газа с отрицательной температурой, талый грунт, окружающий участок газопровода, в пределах водной преграды, будет промерзать, формируя соединенную с газопроводом прочную оболочку. Одновременно с этим произойдет смерзание газопровода с грунтом на граничащих с переходом участках (в первый летний период после завершения строительства, до запуска газопровода в эксплуатацию, мерзлый грунт засыпки обычно оттаивает полностью, промерзая уже при запуске газопровода в работу). В результате, газопровод на участке перехода будет представлять собой систему, в которой береговые участки будут жестко закреплены в мерзлом грунте, а центральная часть (сам переход) будет сохранять некоторую подвижность вместе с окружающей его оболочкой из мерзлого грунта.

Очевидно, второй рассматриваемый случай является наиболее опасным с точки зрения безаварийной эксплуатации перехода газопровода по следующим причинам:

– наличие значительных изгибных механических напряжений в металле стенки трубы в месте границы раздела между мерзлыми и талыми грунтами на береговой части перехода в случае возможных перемещений участка газопровода в талых грунтах;

– наличие значительной выталкивающей силы, действующей на газопровод при промерзании окружающего его талого грунта водной преграды (силы морозного пучения);

– наличие выталкивающей силы, обусловленной тем, что результирующая плотность вязкой среды (грунта дна водной преграды) может быть больше средней плотности забалластированного газопровода, окруженного слоем замороженного грунта;

– возможные изменения параметров водной преграды за счет ограничения перетока грунтовых и поверхностных вод замороженным грунтом и наледями, образующимися над «холодным» газопроводом.

В практике трубопроводного транспорта жидких и газообразных углеводородов имеют место факты, подтверждающие негативное влияние сил морозного пучения грунта на газопроводы. В частности, известен случай разрушения трубопровода диаметром 530 мм на береговой части подводного перехода, вызванный промерзанием водонасыщенного грунта (рисунок 3) [3].

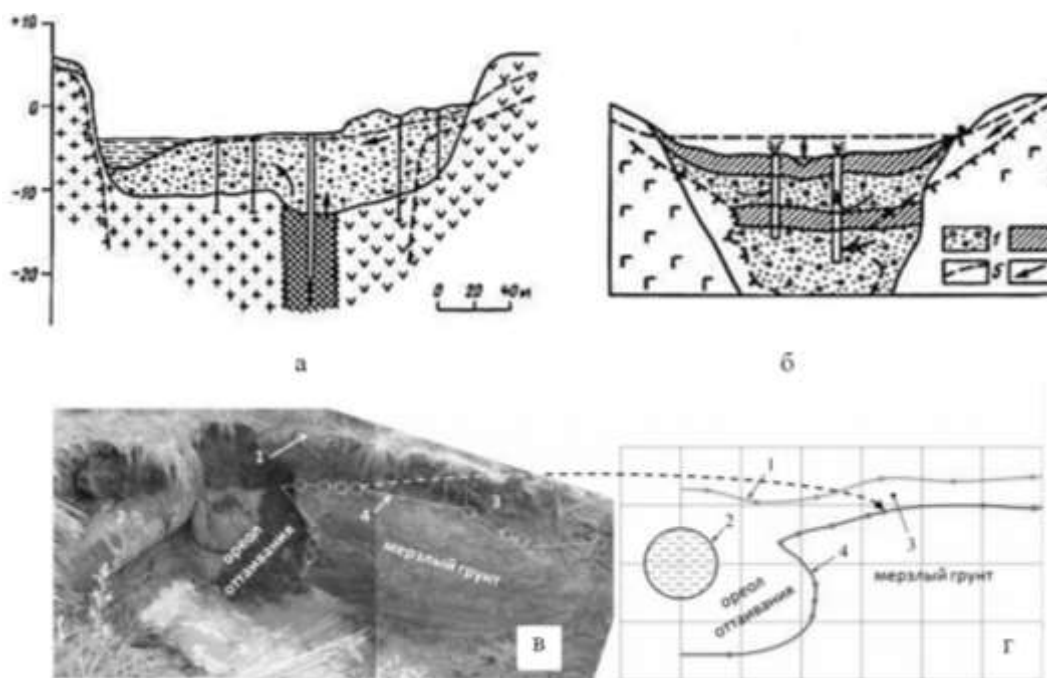


Рисунок 2. Особенности теплового взаимодействия «теплого» трубопровода с мерзлым грунтом [1, 2]: а, б – особенности распространения талых грунтов на переходах через водные преграды; в – талый грунт в окрестности «теплого трубопровода»; г – ореол оттаивания мерзлого грунта: 1 – поверхность грунта; 2 – трубопровод; 3 – сезонно-талый слой; 4 – граница ореола оттаивания

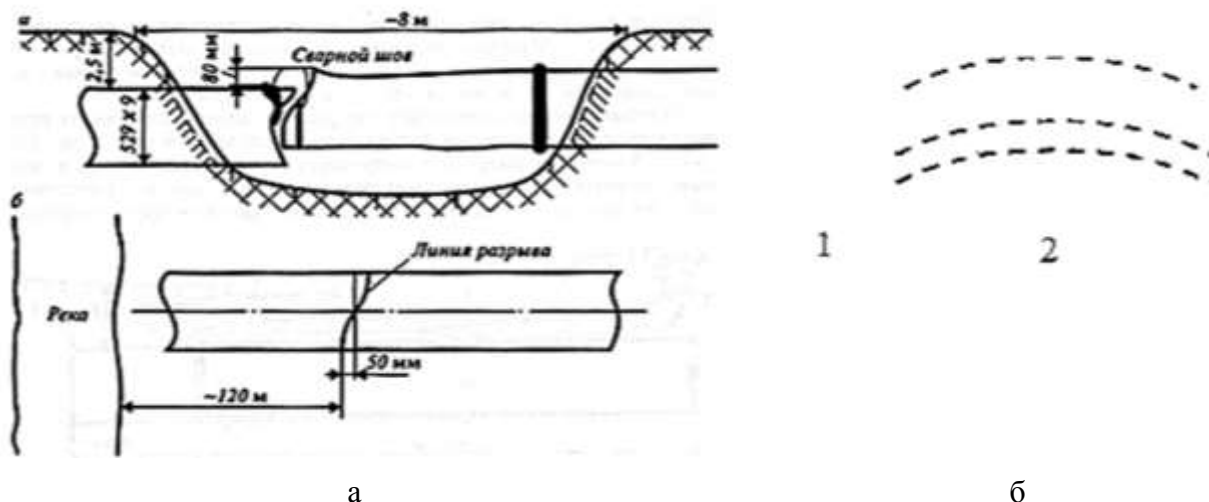


Рисунок 3. Схема повреждения трубопровода силами морозного пучения (а), грунтовые условия на участке (б): 1, 3 – мерзлые грунты; 2 – область водонасыщенных пучинистых грунтов [3]

Приведенные факты позволяют сделать следующий вывод: при проектировании подводных переходов газопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов и планируемом транспорте газа с отрицательной температурой, особое внимание следует уделять анализу условий теплового взаимодействия газопровода с талым грунтом, по результатам которого должны быть предложены эффективные меры по предохранению грунта от чрезмерного промерзания. При этом, использование расчетного алгоритма, предлагаемого, например, в СП 25.13330.2012, не является достаточной мерой, так как при его реализации используется некоторый усредненный набор данных, в результате чего рассчитанные глубины промерзания могут значительно (до 40 %) не соответствовать

фактическим. Методики, позволяющие оценить параметры водной преграды, в случае наледеобразования, в настоящее время отсутствуют.

Решить поставленные вопросы можно с помощью достаточно широко представленных на сегодняшний день программных комплексов для теплотехнических и гидравлических расчетов, позволяющих с высокой достоверностью и в короткие сроки смоделировать как тепловое взаимодействие газопровода с талым грунтом, так и процесс перетока воды через препятствия в виде наледей.

В качестве примера рассмотрим порядок моделирования, выполняемого в среде Ansys Thermal и Fluent.

При моделировании теплового взаимодействия газопровода с талым грунтом допускается использование как двух- так и трехмерных моделей, включающих теплоизолированный газопровод и окружающий его грунт. Как правило, правая и левая граница модели (боковые и торцевые грани для трехмерных моделей) задаются как границы симметрии. Нижнюю грань рекомендуется располагать на уровне нулевых амплитуд колебаний температур. Верхняя грань (поверхность), соответствующая дну реки задается как граница (или поверхность) конвективного теплообмена «грунт – поток воды». Модель трубопровода может включать только внешний кольцевой (цилиндрический) теплоизолирующий слой, на внутренней границе (поверхности) которого задаются условия теплопередачи в системе «газопровод-теплоизоляция». Периодически изменяемые параметры при расчете – температура воды и температура газа. При проведении расчетов обязательным условием является учет скрытой теплоты фазового перехода поровой воды водонасыщенного грунта при его промерзании и оттаивании.

Результаты расчетов представляются в виде продольных или поперечных сечений участка перехода, с нанесенными полями распределения температур (рисунок 4).

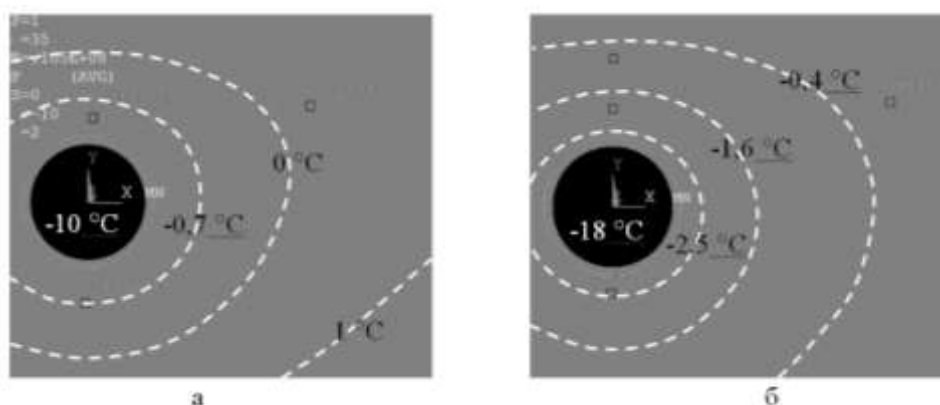


Рисунок 4. Результаты расчетного моделирования теплового взаимодействия «холодного газопровода» с талым грунтом в русле водной преграды при температуре газа минус 10 °С (а) и минус 18 °С (б)

При определении параметров потока, перетекающего через выступающий над поверхностью дна ледяной фрагмент, может быть использована трехмерная модель, представляющей собой канал трапециевидного сечения (рисунок 5, а), имеющий следующие параметры:

- одна боковая грань вертикальная; вторая боковая грань – наклонная, имитирующая берег;
- торцевые грани – вертикальные;
- в донной части выполняется гладкий выступ, имитирующий наледь.

В качестве модельной среды выступает двухфазный газожидкостный несмешанный поток:

- воздух плотностью 1,225 кг/м<sup>3</sup>;
- вода плотностью 998,2 кг/м<sup>3</sup>.

Граничные условия задаются следующим образом:

– вход и выход модельной среды осуществляется через торцевые грани расчетной модели;

– вертикальная боковая грань расчетной модели задается как граница симметрии, на которой пристеночные эффекты отсутствуют;

– донная часть и боковая наклонная грань задаются как стенки канала.

Динамические характеристики подаваемой в канал двухфазной среды заданы через массовый расход, определяемый для каждой фазы.

Результаты расчетного моделирования позволяют:

– определить достаточность или недостаточность предполагаемых мер по теплоизоляции труб на переходе;

– особенности воздействия потоков воды на береговые защитные конструкции (например, георешетки), а соответственно, достаточность и недостаточность средств инженерной защиты.

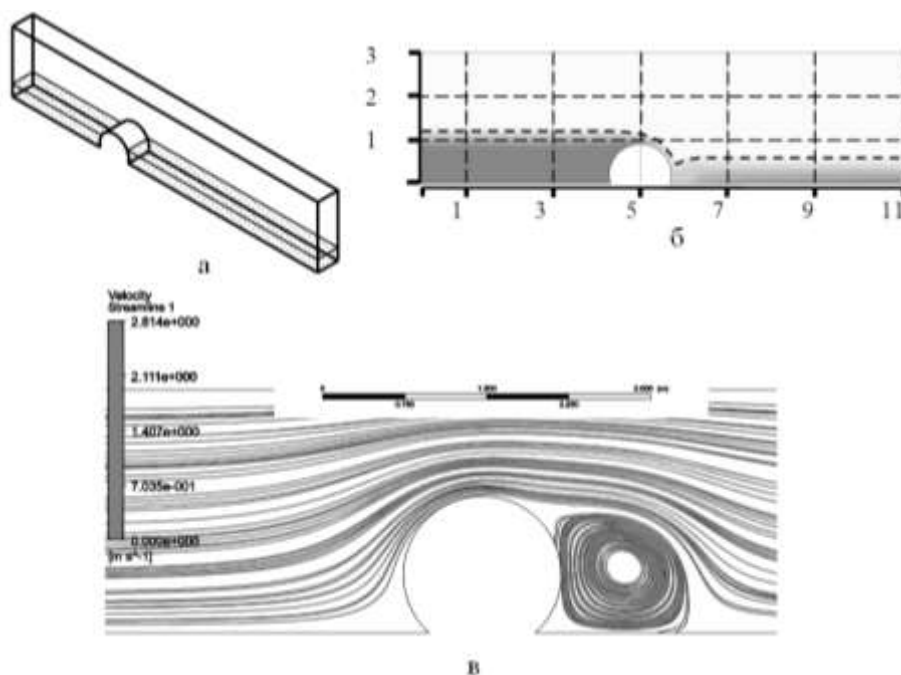


Рисунок 5. Оценка параметров потока, огибающего наледь: а – расчетная модель; б – оценка изменения уровня воды на переходе; в – оценка параметров потока

В заключение следует отметить следующее. Любой подводный переход газопровода через водную преграду представляет собой потенциально опасный объект, к которому в процессе проектирования, сооружения и эксплуатации должны предъявляться повышенные требования по надежности и безопасности. Также очевидно, что для обеспечения долговременной надежной эксплуатации переходов наиболее рациональным будет являться оперативное выявление возможных негативных явлений, с заложением в проект и последующую реализацию мер по устранению или минимизации их развития. Добиться этого можно за счет использования современных программных комплексов, позволяющих перекрыть пробелы, имеющиеся в современной нормативной базе.

#### Библиографический список

1. Шварцев С. Л. Общая гидрогеология / С. Л. Шварцев. – М.: Недра, 1996. – 423 с.
2. Новиков П. А. Выявление опасных участков магистральных нефтепроводов на основе долгосрочного прогнозирования ореола оттаивания многолетнемерзлых грунтов: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Новиков П. А. – Уфа, 2016. – 24 с.
3. Харионовский В. В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В. В. Харионовский. – Л.: Недра, 1990. – 180 с.

**Использование сорбентов для ликвидации нефтяных разливов в ледовых морях**

Шульгин М. А., Сальников А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Арктика – одно из наиболее впечатляющих мест на нашей планете. Большинство людей ассоциируют ее со льдом и снегом. Именно наличие льда обуславливает здесь высокую продуктивность океана, обеспечивает основу для активного воспроизводства планктона и других беспозвоночных, которые, в свою очередь, формируют кормовую базу для одной из богатейших в мире пищевых цепей. Кроме того, каждую весну и осень Арктика становится свидетелем «взрыва» жизни – птицы прилетают на гнездование и вскармливание птенцов за тысячи километров, массовые миграции карибу пересекают арктическую тундру. В этом регионе находятся несколько последних, действительно ненарушенных экосистем на Земле. Начиная с символа Арктики – белого медведя и до лосося, этот регион является настоящим раем для живой природы. Для многих исчезающих видов животных, включая более двенадцати видов китов, Арктика – их последний шанс на выживание. Традиции и образ жизни около 4 млн местных жителей тесно связаны с щедрым природным ресурсом региона. Коренные народы устойчиво развивались на этой территории тысячелетиями. В настоящее время бескрайние, покрытые льдом просторы, находятся под юрисдикцией восьми государств – США, Канады, Финляндии, Дании, России, Исландии, Норвегии и Швеции.

Ранее непроходимые водные пути вдруг стали доступны для судоходства (летом 2008 года, впервые за всю историю человечества, для судоходства был открыт Северо-западный путь вдоль арктического побережья Канады). Эти факторы, наряду с уменьшением мировых запасов нефти, добываемой традиционным способом на суше, послужили толчком для начала интенсивного освоения нефтяных и газовых месторождений Арктики, преимущественно в шельфовой зоне.

Увеличение добычи нефти и газа привело к возникновению статистически неизбежного риска нефтяных разливов, которые могут произойти на любом этапе добычи, хранения или транспортировки. Особо сложные природные условия Арктики увеличивают вероятность возникновения аварийных ситуаций и снижают шансы на своевременные и эффективные меры по ликвидации их последствий. Одни и те же природные явления, которые способствуют риску возникновения разливов – недостаток естественного освещения, экстремально холод, дрейфующие льды, сильные ветра и слабая видимость – могут также осложнить проведение спасательных операций или сделать их абсолютно неэффективными. Даже при благоприятных обстоятельствах локализация нефтяного разлива и сбор нефти – нелегкая задача. Арктика заставляет работать в труднейших условиях. Вылеты вертолетов и самолетов, распыляющих химреагенты (диспергаторы) для уничтожения разлитой нефти, могут быть запрещены из-за неблагоприятных погодных условий или слабой видимости. Сильные ветра и волнения на море, дрейфующие льдины могут фактически исключить своевременную доставку рабочих и оборудования к месту разлива. Даже если оборудование и будет доставлено, оно может в любой момент отказать из-за экстремально низких температур. Холод также опасен для жизни и здоровья спасателей. Некоторые области Арктики настолько удалены, что ближайшая станция береговой охраны или другие ресурсы помощи находятся в часах лета. Большая часть береговой линии лишена инфраструктуры или достаточно больших естественных гаваней, где корабли могли бы встать на якорь, что осложняет или делает невозможным безопасное размещение спасательной команды и хранение оборудования, необходимого для ликвидации разливов. Совокупность таких ограничивающих факторов может сделать операции по ликвидации морских разливов нефти в Арктическом регионе практически невыполнимыми длительное время, создавая эффект «задержки реагирования». Такой эффект возникает в тех случаях, когда создавшиеся условия не позволяют предпринять эффективные меры по

ликвидации разлива, технологии оказываются неэффективными, их развертывание и применение невозможно из-за природно-климатических особенностей или в связи с проблемами обеспечения безопасности.

Актуальность данной темы обусловлена тем, что нефть и нефтепродукты оказывают большое пагубное воздействие на многие живые организмы, а, следовательно, и на все звенья биологической цепочки. Растворимые компоненты нефти очень ядовиты. Их присутствие приводит к гибели морских организмов, прежде всего рыб. Нефть отрицательно влияет на физиологические процессы, вызывающие патологические изменения в тканях и органах. Леса вырубаются, это приводит к невозвратимым результатам. Есть большое опасение того, что весь процесс нефтедобычи может привести к глобальному потеплению, вымиранию некоторых видов рыб и птиц, а также растений. В последнее время такие чрезвычайные ситуации участились.

Специалисты объясняют этот факт следующими причинами:

- 1) увеличение объемов добычи нефти;
- 2) износ основных средств производства, транспортировки и добычи (например, трубопроводов и танкеров);

Такая ситуация привела к тому, что отрицательное влияние разливов нефти и нефтепродуктов на экологию становится все более ощутимым и заметным. При этом быстро оценить масштаб экологического вреда достаточно сложно, так как такие загрязнения разрушают многие естественные взаимосвязи и циклы, а также значительно меняют условия среды обитания попадающих под их воздействие живых организмов, накапливаясь в биомассе.

Так ликвидация последствий аварии в Мексиканском заливе в 2010 г. обошлась BP в 41,3 млрд долларов. При оценочном объеме разлива в 668 тыс. тонн суммарные расходы компании British Petroleum составили около 61 тыс. долларов США за одну тонну или, при переводе в рублевый эквивалент, порядка 2 млн руб. за каждую тонну нефти.

По расчётам министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, только экологический ущерб в результате нефтяного разлива на реке Колве в мае 2013 года, исходя из объема 17 тонн, составил 33,4 млн руб., или около 2 млн руб. за одну тонну нефти, попавшей в водную среду.

Ущерб от аварии в Керченском проливе в ноябре 2007 года, по разным оценкам российских органов власти, составил от 6,3 млрд до 30 млрд руб. Объем ущерба оценён Минприроды России в 6,3 млрд руб. При перерасчёте ущерба на объём нефтепродуктов, попавших в окружающую среду, – 2000 тонн, ущерб составил от 3,1 млн до 15 млн руб. за тонну нефтепродуктов.

По официальным данным, каждый год на нефтепроводах происходит около 10 000 аварий, из-за чего российскую нефтяную промышленность можно назвать самой грязной в мире. Точная цифра разливов нефти никому не известна. Нефтяные компании сообщают далеко не обо всех разливах, а надзорные органы не успевают следить за ситуацией. При этом нефтяные компании, Росприроднадзор и Минприроды дают совершенно разные цифры, которые к тому же в разы меньше экспертных данных (рисунок 1) [1].

По оценке Гринпис, опирающегося на данные независимых экспертов, в России ежегодно разливается порядка 4,5 миллионов тонн нефти. Росприроднадзор ежегодно фиксирует с учетом проверок объем нефтеразливов порядка 17 тыс. т. Нефтяные компании сообщают о разливах порядка 5 тыс. т нефти в течение года.

Согласно официальной статистке, причина около 97 % всех аварий на нефтепроводах в России – коррозия труб, которая происходит из-за изношенности оборудования и неправильной эксплуатации. Многим трубопроводам больше 30 лет, тогда как безаварийный период их использования составляет 10-20 лет.

Власти позволяют добывающей промышленности работать в условиях почти полной безнаказанности. Самое страшное, что грозит компании в случае разлива, это штраф в несколько десятков (в редких случаях – сотен) тысяч рублей, за то, что она не сообщила об аварии своевременно.

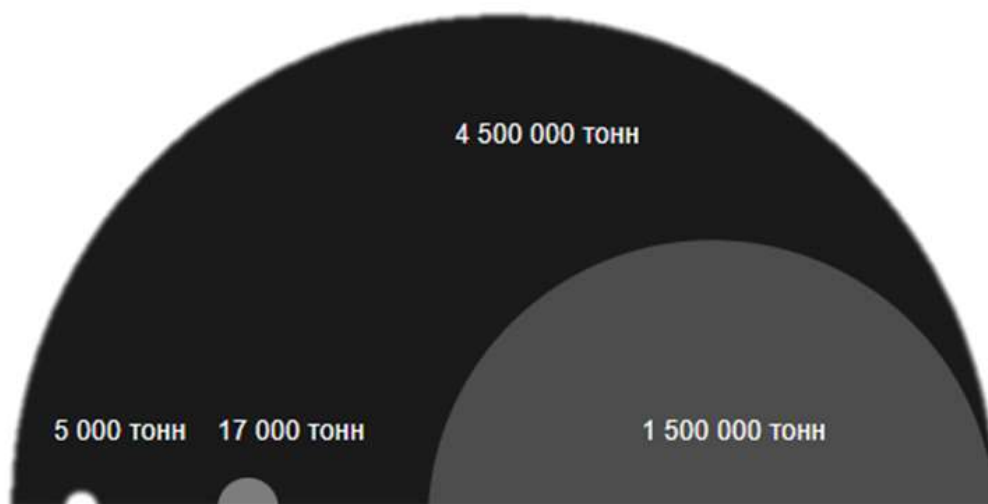


Рисунок 1. Соотношение ежегодных нефтяных разливов в России по заявлениям из разных источников

Именно поэтому жизненно необходимо искать способы быстрого, эффективного и максимально безвредного для окружающей среды способа ликвидации разливов нефти [2].

**Сорбенты** (название от лат. *sorbens* – поглощающий) – одним словом твердые тела или жидкости, сорбирующие (избирательно поглощающие) пары, газы или растворенные вещества из окружающей среды. В настоящее время в мире производится и используется примерно две сотни различных сорбентов. Их можно разделить на несколько групп: природные органические неорганические и синтетические (рисунок 2).

Качество сорбентов определяется их емкостью по отношению к нефти, плавучестью после сорбции нефти, степенью гидрофобности, то есть ненамокаемостью в воде, а также возможностью десорбции нефти (возможность удаления нефти из сорбента), утилизации или регенерации сорбента. Также в расчет берется предельное время нахождения в воде до начала негативных процессов (разрушения структуры, обратной отдачи нефти), удобство транспортировки и стоимость материала [3].

Большую часть предлагаемых на рынке сорбентов этого типа составляют глины и диатомиты, поскольку они стоят недорого, а их производство возможно в больших объемах. Также популярностью пользуется песок, который в основном используется для сорбции разливов небольшой площади. Однако по экологическим соображениям применение сорбентов такого вида неэффективно.

Это связано с тем, что их нефтеёмкость находится на низком уровне (от 70 до 150 процентов при сорбции нефти). Кроме того, они не способны удерживать легкие нефтяные фракции, такие, как бензины, керосины и дизельные виды топлива. На воде их применение невозможно, поскольку они тонут вместе с нефтепродуктами, что, конечно, не решает проблему. Третьей причиной неэффективности неорганических сорбентов является их утилизация, единственными способами которой являются либо промывка водой с поверхностно-активными веществами, либо экстрагентами, либо их выжигание.

**Синтетические сорбенты** получают из сырья нефтехимической промышленности. Это может быть рулонный материал из полипропиленовых волокон, губчатый или гранулированный полиуретан, формованный полиэтилен или другие пластиковые материалы. Такие сорбенты обладают хорошей поглотительной способностью, однако отличаются большей стоимостью и сложностью утилизации в силу высокой токсичности продуктов горения. Особенностью синтетических полимерных материалов является возможность изменять их пористую структуру в очень широких диапазонах при одном и том же химическом строении. Варьируя исходными компонентами при синтезе пористых материалов, возможно получать адсорбенты с заранее заданными свойствами: гидрофобными или



гидрофильными. Гидрофобные барьеры для предотвращения распространения пятна разлива. Для постоянного и долговременного сбора в местах возможных утечек. Ленты полипропилена, заключенные в сетку. Несвязанная неомогенная структура бона позволяет нефти легко проникать в структуру, обеспечивая адсорбцию нефти внутренними поверхностями, но сетка, в которую помещен сорбент, может быть легко повреждена.

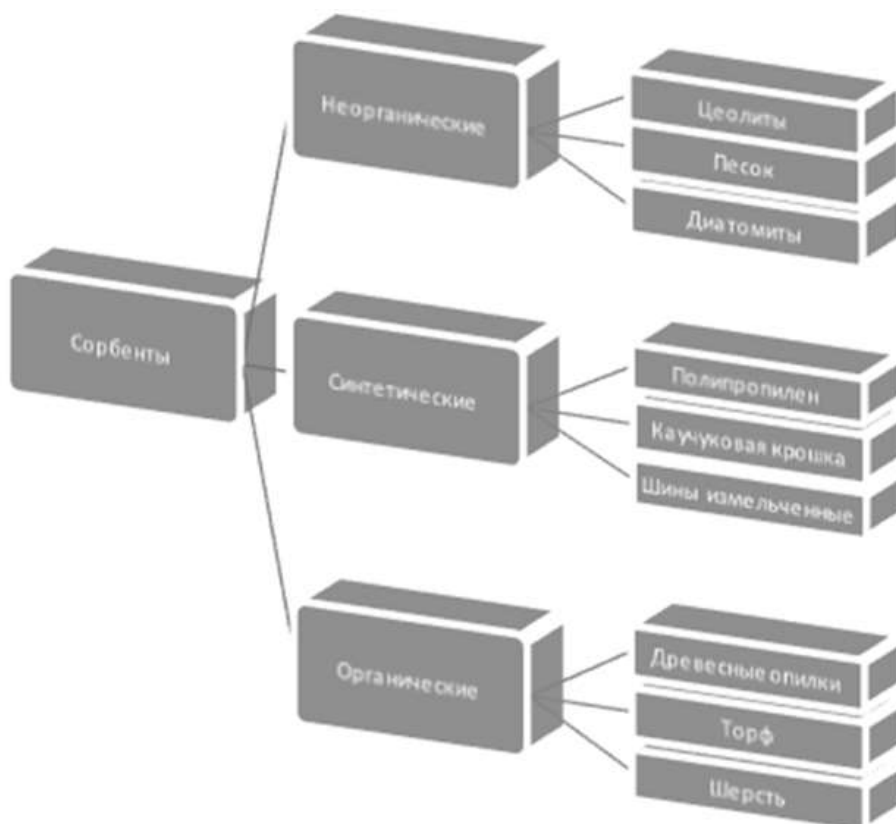


Рисунок 2. Классификация сорбентов

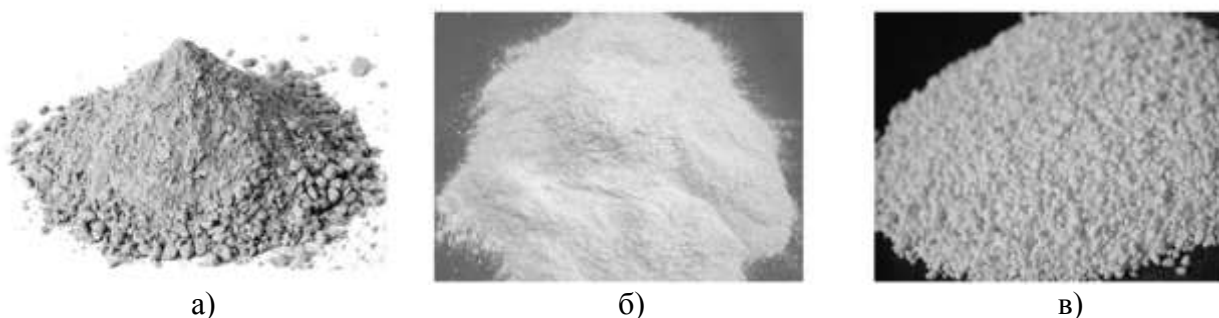


Рисунок 3. Виды неорганических сорбентов: а – кизельгур, б – сорбент «цеолит орб», в – вспученный перлит

Синтетические сорбционные фильтры можно применять при концентрации нефтепродуктов в стоках до одной тысячи миллиграмм на литр. Сточная вода отфильтровывается слоем синтетического материала, и тем самым освобождается от загрязнений. После насыщения, синтетические сорбенты подвергают регенерации путем трехкратного механического сжатия с последующей промывкой при помощи воды.

Очень эффективный сорбент нефтепродуктов органического происхождения – это шерсть, которая своей нефтеёмкостью не уступает модифицированным торфам. Всего один килограмм шерстного сорбента способен впитать до 8-10-ти килограмм нефти. Кроме того, природная упругость дает возможность отжимать из неё большую часть легких нефтепродуктов. Хорошо и быстро впитывают нефтепродукты и сырую нефть опилки,

однако влагу они впитывают еще лучше. В связи с этим возникает необходимость по окончании их глубокой сушки пропитывать опилки водоотталкивающими средствами (к примеру, жирными кислотами). Получаемое в результате такой пропитки покрытие обладает хорошими гидрофобными свойствами, что весьма важно для любых нефтяных сорбентов, однако, увы, оно весьма недолговечно [4]. Сорбент «БиоНьюсорб», изготавливается на основе верховых сфагновых торфов с добавлением микроорганизмов, ферментирующих (поедающих) нефть.

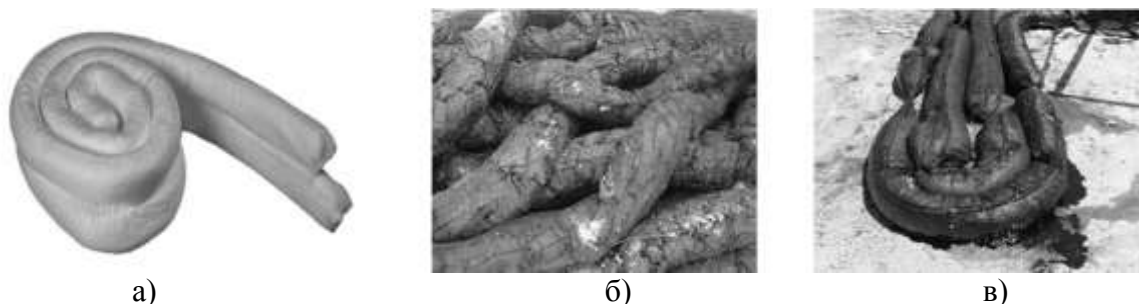


Рисунок 4. Виды синтетических сорбентов: а – сорбирующий барьер, б – ленты пропилена в сетке, в – пропитавшийся нефтью барьер

Чтобы собирать частички нефтепродуктов, сорбент должен не вступать во взаимодействие с водой, поэтому материал должен быть олеофильным и гидрофобным. Все вещества можно разделить на два вида – действующие по принципу абсорбции и адсорбции. Чаще используется второй вид, так как процесс адсорбции подразумевает притягивание нефтепродуктов к поверхности вещества, а процесс абсорбции подразумевают всасывание их в частицы вещества [5].

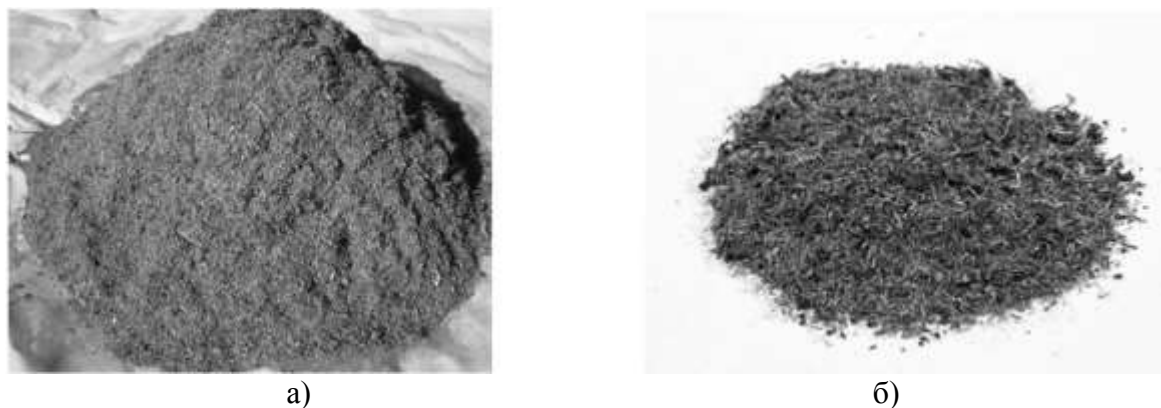


Рисунок 5. Виды органических сорбентов: а – нефтяной сорбент «Норд»; б – сорбент «БиоНьюсорб»

**Абсорбенты.** Принцип действия – поглощение. Нефтепродукты притягиваются сорбентом, что приводит к набуханию. Жидкость соединяется с материалом так, что она не вытекает и не выдавливается. Абсорбенты всегда твердые. Изготавливают их из искусственных полимеров, они имеют большую площадь поглощающей поверхности. Они могут использоваться как с летучими, так и с жидкими продуктами. Также применяются для удаления жидких и токсичных веществ.

**Адсорбенты.** Для успешной адсорбции нефть должна смачивать и распространяться по ее поверхности в предпочтении к воде. В качестве адсорбентов используются многие синтетические и природные твердые вещества. Принцип действия таких материалов сводится к процессу адгезии – то есть сцепления между собой молекул нефти и сорбента [6].

Сорбенты широко применяются для очистки морских и сточных вод от нефти и нефтепродуктов. Самое широкое применение сорбенты получили как средство для очистки береговой линии от нефтепродуктов, они также отлично помогут очистить небольшие лужи нефти с твердых поверхностей, которые не могут быть легко удалены другими способами

За рубежом сорбенты для этих целей давно и широко используются. Для России нефтяные сорбенты являются сравнительно новым продуктом, поэтому информация о них чрезвычайно ограничена и, как правило, имеет чисто рекламный характер. К сожалению, не то что популярной, но и специальной технической литературы по вопросу нефтяных сорбентов практически не имеется.

С помощью литературы и интернет ресурсов был проведен анализ сырья, которое используется для промышленного производства нефтяных сорбентов, доминирующих на рынке России (данные на 2013 год).

Данные из таблицы показывают, что практически единственным природным органическим сырьем для производства материалов является торф. Отходы агро- и деревоперерабатывающей отраслей, так же, как и синтетические волокнистые материалы, несмотря на большой объем разработок, не нашли масштабного практического применения [7].

Сорбент нефтепродуктов – это очень важное открытие человечества для защиты окружающей среды. Применение сорбентов является технологией щадящего устранения последствий нефтезагрязнений и позволяет снизить отрицательные последствия для экологии.

#### Библиографический список

1. Гринпис России и Комитет спасения Печоры: Нефтяное загрязнение: проблемы и возможные решения: С. 1-7.
2. Нефтяные разливы в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.greenpeace.org/russia/ru/campaigns/oil-spills>. – Дата обращения: 05.11.2018.
3. Сорбенты и их применения при ликвидации разливов нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://larn32.ru/article/detail55.htm>. – Дата обращения: 05.11.2018.
4. Виды сорбентов для сбора нефтепродуктов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://neftok.ru/raznoe/sorbent-dlya-sbora-nefteproduktov.html> – Дата обращения: 05.11.2018.
5. Бурлака С. Д. Использование природных и искусственных сорбентов для очистки нефтесодержащих сточных вод / С. Д. Бурлака, М. Р. Бруйка. – Научные труды КубГТУ, 2017.
6. Применение сорбентов при ликвидации разливов нефти. Технический информационный документ. – ITOPI Ltd, 2012. – 12 с.
7. Нефтяные сорбенты – материалы, применяемые для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sorboil.ru/neftyanue-sorbentu>. – Таблица 1. – Дата обращения: 05.11.2018.

УДК 681.518.5

#### **Система мониторинга опасных аномалий (дефектов)**

Хуснутдинов Л. А., Юсипов Р. Х.  
ООО НТЦ Транскор-К, г. Москва, РФ

*В статье рассмотрена проблематика обслуживания технологической обвязки кессонов нефтедобывающих платформ. Система мониторинга позволяет следить за состоянием оборудования без остановки работы платформы.*

На платформах с пунктом сбора и хранения нефти (кессоном) требуется периодическое обслуживание технологической обвязки кессона. Система мониторинга призвана обеспечивать контроль за состоянием оборудования кессона без его остановки. Система оповещения предупредит о критической ситуации в технологическом оборудовании, тем самым предотвратив аварию.

Принципиальная схема работы системы мониторинга состоит из нескольких блоков:

- блок принятия решения;
- блок вывода информации о техническом состоянии;
- блок анализа входных данных;
- блоки сбора и передачи сигналов;

- измерительные блоки (наборы датчиков, от 10 до 100 шт. на один блок обработки).



Рисунок 1. Общий вид платформы с пунктом сбора и хранения нефти (кессоном)

Из рисунка 1 видно, что платформа может собирать и хранить большое количество нефти (эмульсии), собирая её со скважин на различной глубине и удалённости от неё [1].

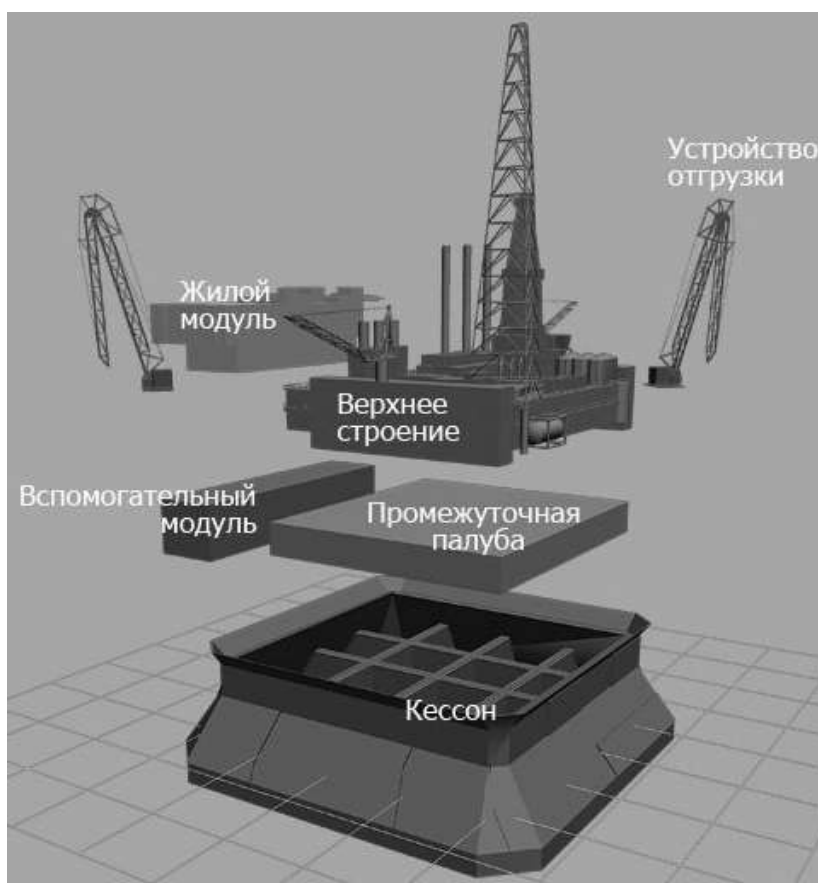


Рисунок 2. Схематическое изображение устройства платформы с кессоном

### **Что же такое кессон?**

Кессон представляет собой стальное основание, которое служит опорой для промежуточной палубы и верхнего строения, включающее в себя оборудование и комплексы для добычи и переработки нефти.

На рисунке 3 изображено:

1. Устройство отгрузки,
2. Жилой и вспомогательный модули,
3. Верхнее строение,
4. Промежуточная палуба,
5. Кессон.

- I. Насос откачки моечной воды
- II. Поворотное сопло
- III. Моечный монитор

Итак, исходя из рисунка 3, мы видим, что кессон внутри несёт некую обвязку трубопроводов и различных технологических устройств [2].

Эти технологические элементы весьма важны в работе всей платформы, т. к. отказ одного из элементов может привести к сбою работы в добыче/наливе и т. д. всего комплекса платформы.

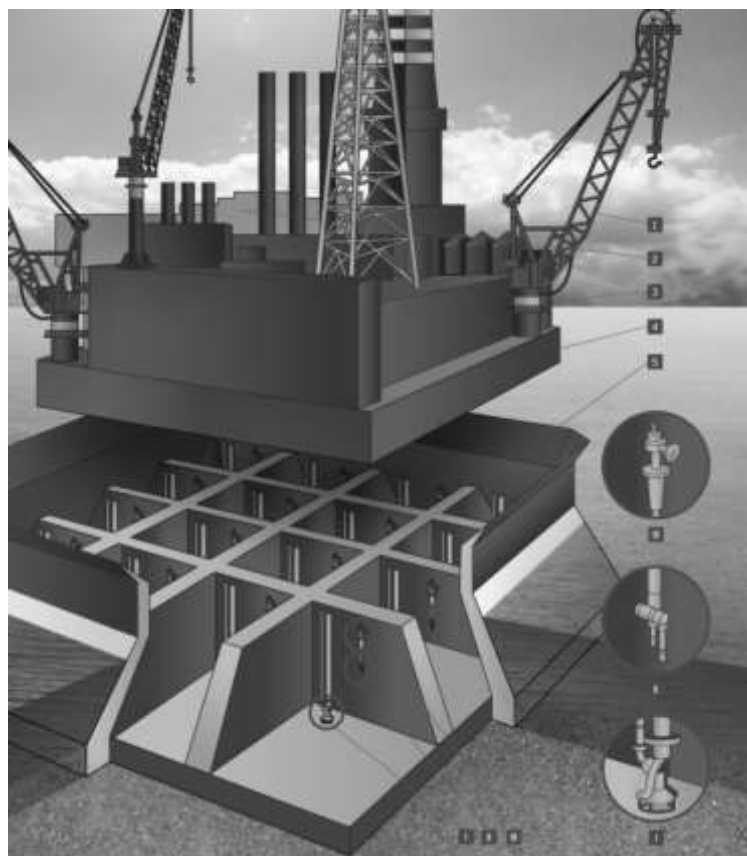


Рисунок 3. Устройства кессона

Контроль технического состояния технологической обвязки кессона может быть выполнен только в ручном режиме и при полном его опорожнении. Для проведения данных процедур существуют регламенты по техническому обслуживанию у эксплуатирующих организаций.

Однако, мы не можем себе позволить запускать дефектоскописта в процессе рабочего цикла кессона, а ситуация при постоянном сливе и наливе может существенно изменяться и из-за циклики процессов нагружения приводить к образованию дефектов и ускоренному их развитию, что, в свою очередь, может привести к аварии в технологической обвязке оборудования кессона и выходу его в аварийный режим или полной остановке.

Подобная ситуация может повлечь серьёзные потери в экономике и даже к штрафам со стороны экологов.

Предотвратить подобные ситуации призваны системы мониторинга технического состояния!

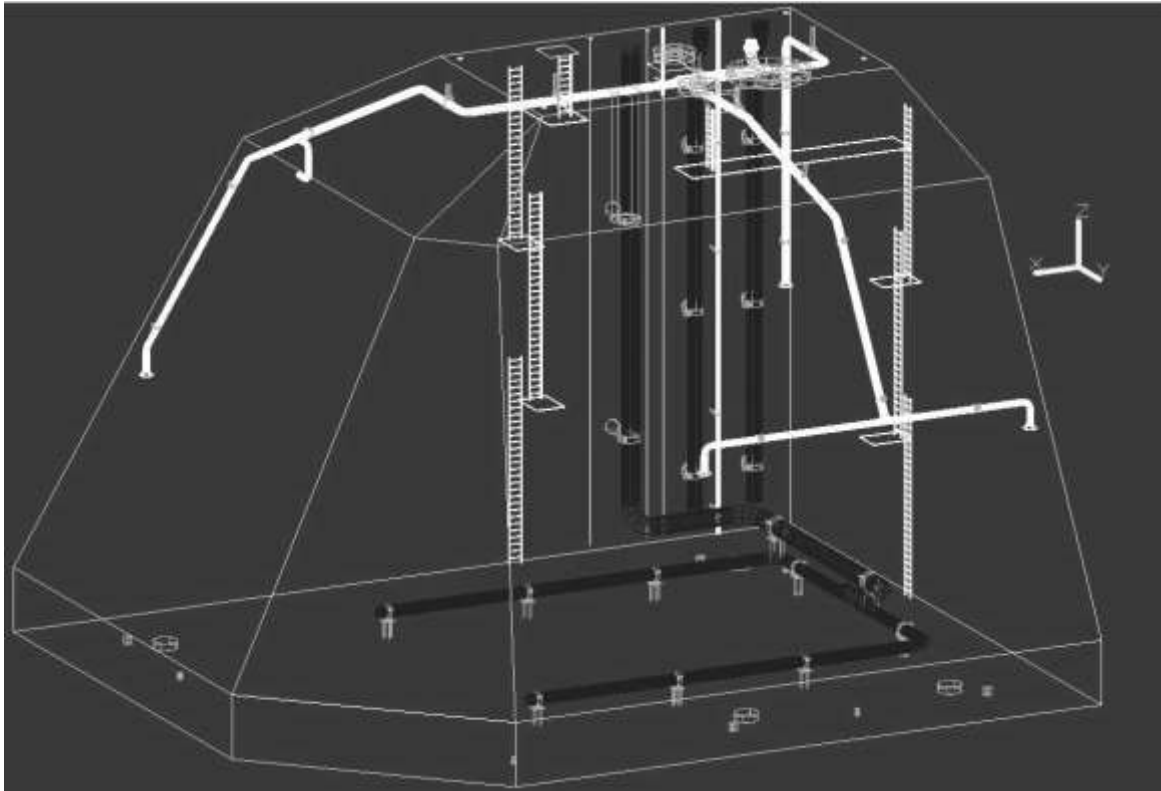


Рисунок 4. 3D схема кессона

На рисунке 4 мы видим технологическую обвязку кессона.

Мониторинг технического состояния обвязки заключается в следующем:

Во время технического обслуживания кессона проводится контроль технического состояния технологического оборудования специалистом дефектоскопистом. Выявляются критические, опасные и зарождающиеся дефекты. Проводится требуемый плановый или экстренный ремонт, а на зарождающихся дефектах устанавливаются системы сбора магнитных данных (датчики) и монтируется система мониторинга развития дефектов от цикличности нагружения.



Рисунок 5. Схема установки датчиков

Монтаж датчиков проводится на небольшом удалении от дефекта при помощи специализированных креплений, инертных к углеводородам и влажным средам.

Производится монтаж оборудования сигнализации и информирования о принятии решения на диспетчерском месте.

Проводится обучение и плановый инструктаж наблюдателя.

Сбор данных осуществляется согласно строгому регламенту для обучения системы. Т. е. проводится поэтапное нагружение танка кессона, в процессе которого идёт запись типовых уровней магнитного отклика, которые принимаются за эталонные показатели.

Далее, в процессе работы, система мониторинга накапливает «базу знаний» и, в случае превышения пороговых значений, выдаёт предупреждение на наблюдательном пункте. Превышения порогового значения будет свидетельствовать о росте выявленного дефекта.

Передача данных на пункт контроля осуществляется по проводному интерфейсу RS-232/485.

Система мониторинга помогает предотвратить нештатные ситуации с технологическим оборудованием путём предсказания этих событий на основе накопленных «знаний» об объекте наблюдения. Таким образом, повышается отказоустойчивость всего комплекса в целом, тем самым увеличиваются экономические показатели и снижаются риски экстренных остановок платформ вследствие аварии.

Библиографический список

1. Вяхирев Р. И. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений / Р. И. Вяхирев, Б. А. Никитин, Д. А. Мирзоев. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 373 с.
2. Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения: учебник для вузов. Часть 1. Конструирование / П. П. Бородавкин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.

УДК 69.001.5

### **Преимущества применения BIM технологий на всех этапах жизненного цикла объектов нефтегазового объекта**

Шулепов П. В., Коркишко А. Н.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ*

В Российской Федерации на государственном уровне взят курс на внедрение технологий информационного моделирования или BIM (Building Information Modeling).

Информационное моделирование – это процесс коллективного создания и использования информации о сооружении, формирующий основу для принятия решений на протяжении всего его жизненного цикла (от проектирования, выпуска рабочей документации до строительства, эксплуатации и ликвидации) [1].

Создаваемая информационная модель становится базой объекта капитального строительства, на основе которой организуется работа заказчика, ген. проектировщика, подрядчика, эксплуатирующей организации.

Наличие модели позволяет во всех деталях оценить проектируемый объект. Модель дает наглядное представление и понимание об объекте – как он должен быть реализован.

Создание и передача информационной модели на этапе ОТР в службу заказчика поможет принять максимально рациональное и эффективное решение по планировке и функционалу объекта [2].

Полученная модель меняет классическое представление о проектной и рабочей документации, т. к. содержит информацию о стадиях проектной и рабочей документации одновременно, что позволяет получать классические чертежи 2d как для одной, так и для другой стадии, а также любые виды, разрезы. Причем изменения в модели сразу отражаются в 2d чертежах автоматически, что сокращает сроки корректировки документации (рисунок 1).

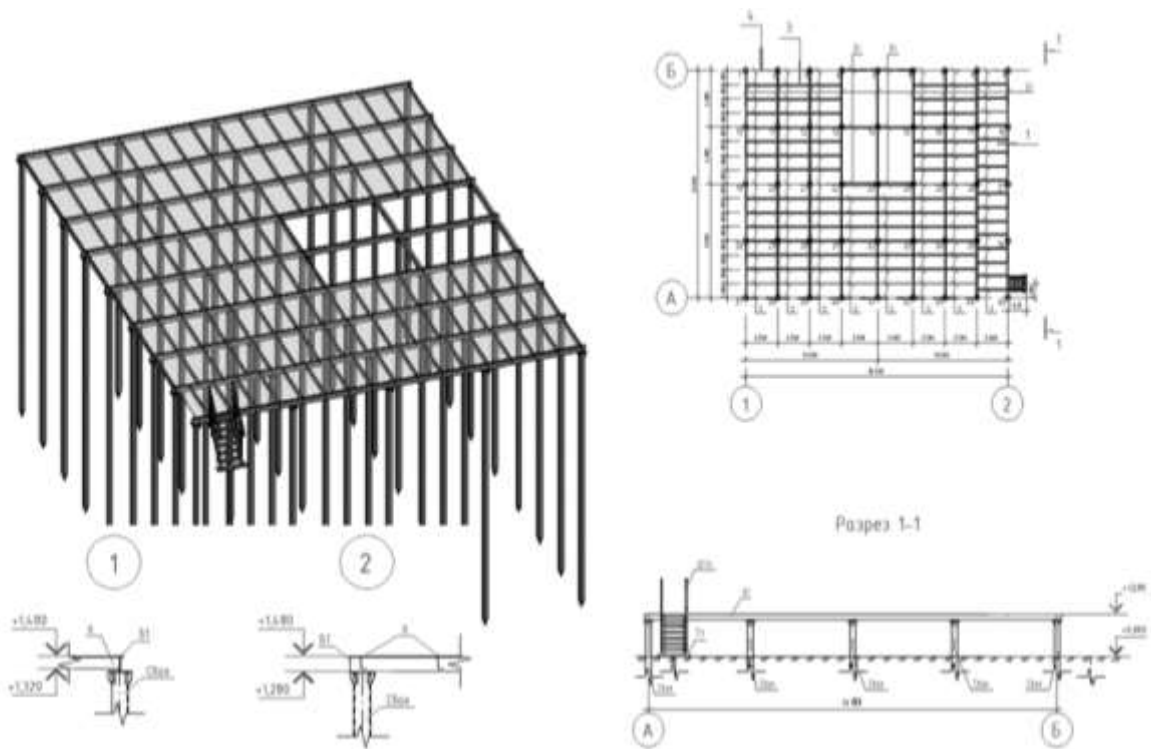


Рисунок 1. Площадка комплектной трансформаторной подстанции

Благодаря коллективной работе в единой модели создается новый подход к бизнес-процессу проектирования учитывающий требования всех вовлеченных специалистов.

С модели можно получить всю информацию о каждой составляющей объекта, при этом отображается наличие всех необходимых параметров, кроме этого к элементу привязана документация (опросные листы, ссылки на записки и прочее). Количество внешних ссылок и привязок необходимой документации к каждому конкретному объекту, в принципе, не имеет ограничений [3].

Программное обеспечение позволяет проводить регулярные автоматизированные проверки и формировать отчеты по коллизиям. На данном слайде наглядно продемонстрирована выявленная коллизия, а именно попадание опоры трубопровода в опорную балку (рисунок 2).

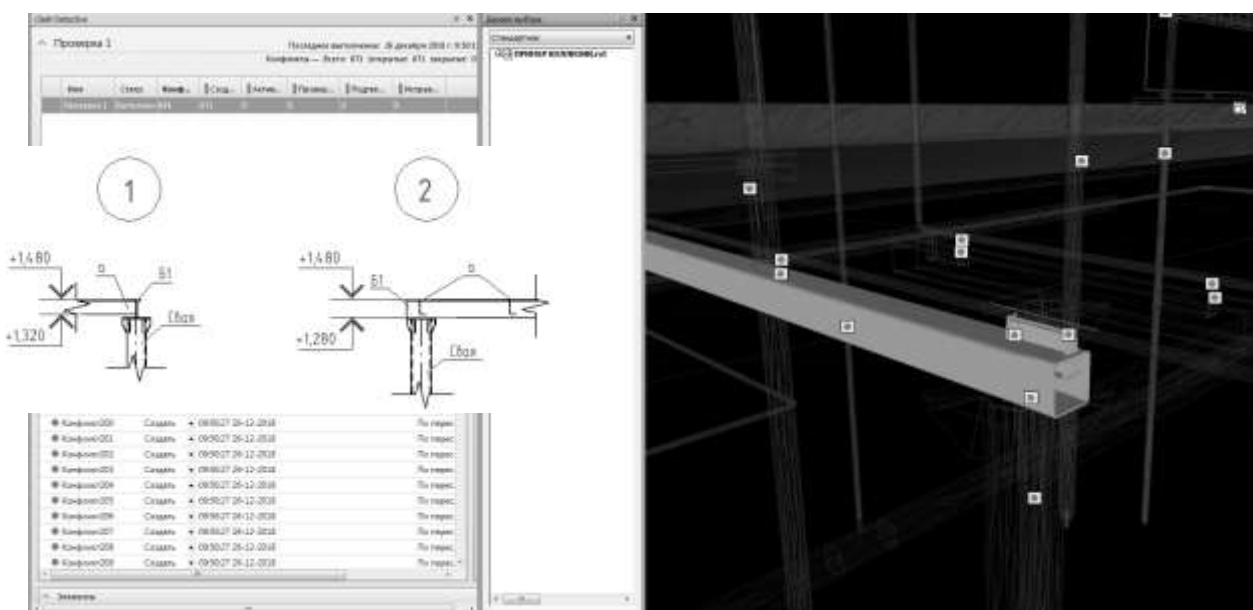


Рисунок 2. Автоматический отчет по коллизиям и их отображение на 3D виде



В модели помимо визуализации, содержатся все технические параметры необходимые для реализации процедур закупок и строительства объекта.

Использование BIM модели позволяет автоматически сгенерировать спецификации. Вся информационная база объекта передается в программное обеспечение для формирования смет. При таком подходе сводится к минимуму неточности при формировании сметного расчета по объекту (рисунок 3).

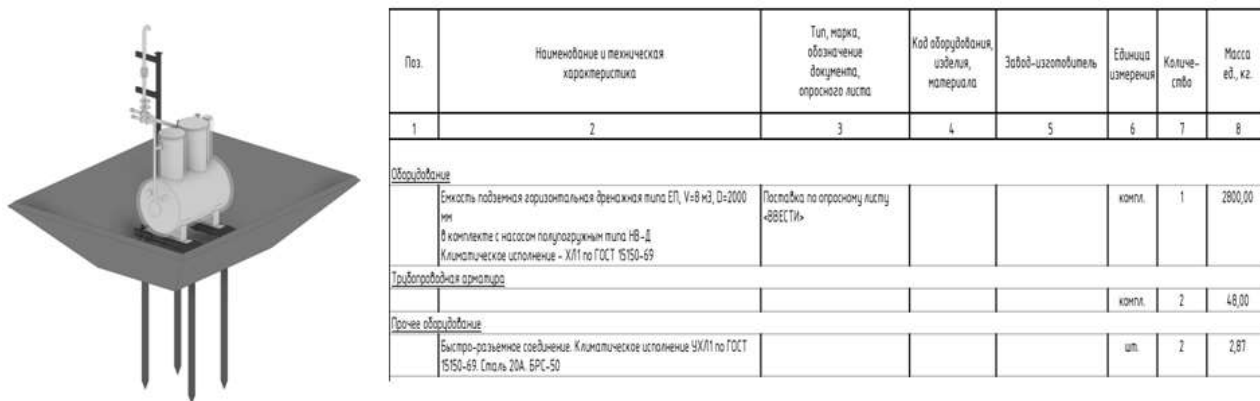


Рисунок 2. Дренажная емкость и автоматически созданная к ней спецификация

Полученная BIM модель может быть использована для других видов работ на объекте:

1. Создание тренажеров (в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промбезопасности, приказ № 96) – для подготовки и повышения квалификации специалистов, отвечающих за безопасность производственных предприятий.

2. Цифровые модели объектов можно также передать в геоинформационные системы (ГИС) месторождений.

*(ГИС — система сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных данных и связанной с ними информации о необходимых объектах.)*

Возможно обеспечение удаленного доступа к BIM модели, включая информацию по проекту всем заинтересованным участникам строительного процесса через сеть-интернет, чтократно повысит скорость взаимодействия, корректировок, согласований и принятий решений по вопросам реализации проекта. Данное направление позволяет уйти от документооборота в привычном его понимании, теперь нет необходимости передавать документацию по накладной, например от проектировщика Заказчику. Заказчик имеет доступ к модели и, следовательно, ко всем сопутствующим документам в режиме реального времени. Отслеживает процесс разработки модели, может участвовать в процессе проектирования.

Себестоимость создания BIM модели с учетом внедрения программного обеспечения, обновления техники и повышения квалификации персонала по средствам обучения, может увеличиться на 35-40 % по отношению к 2D. И, конечно, цена и сроки проектирования по технологии BIM, напрямую зависят от требований Заказчика к объему информационного насыщения модели [2].

Однако увеличение стоимости на стадии проектирования имеет ряд преимуществ в последующем:

С помощью BIM технологий, на каждом этапе жизненного цикла можно повысить эффективность реализации большего количества инженерных и управленческих задач. За счет интеграции информационной модели с системами планирования, закупок и поставок, можно существенно снизить сроки СМР, обеспечив соблюдение утвержденных бюджетных значений.

Итак, можно выделить следующие положительные эффекты от внедрения процессов информационного моделирования на стадии проектирования:

- Использование модели как базы для взаимодействия всех участников процесса на всем жизненном цикле объекта.

- Выявление и устранение коллизий на этапе проектирования, а не строительства.
- Возможность передачи BIM модели заказчику на этапе согласования общих технических решений.
- Контроль отклонений в процессе строительства с использованием лазерного сканирования, которое внедрено в нашем институте и активно используется, как при выполнении изысканий, так и реконструкций.
- Авторский надзор и приведение документации под факт стройки.
- Контроль поставок и закупок, освоения инвестиций.
- Экономия времени и средств при реконструкциях и модернизациях (при наличии ранее выполненной готовой информационной модели объекта).
- На этапе эксплуатации объекта, также существует большое количество задач, эффективность решения которых можно повысить с помощью BIM технологий, а именно, задачи сопровождения процессов технического обслуживания и ремонтов (можно существенно повысить надежность и безопасность эксплуатации оборудования). При создании информационной модели, по мимо прочего, к каждому элементу модели возможно добавить информацию о межремонтных сроках, о сроках проведения ревизий и прочее.
- Информационную модель можно интегрировать с различными автоматизированными системами, поставляющими данные о текущей ситуации на предприятии, например, для эксплуатации АСУТП, ТОиР, ERP (систем планирования) и так далее.
- Для максимального использования всех преимуществ описанных технологий, необходимо обеспечить актуальность информационной модели, наполнение геометрическими и атрибутивными данными, возникающими на разных стадиях жизненного цикла объекта, в частности на этапе эксплуатации, выполнении текущих и капитальных ремонтов, технического перевооружения.
- Возможность организовать единое информационное пространство – веб-портал на базе модели объекта для обеспечения оперативных коммуникаций и обмена знаниями между всеми участниками, для управления процессами в целом на предприятии или отдельным оборудованием.

Стоит отметить, что без участия эксплуатирующих, строительных организаций раскрыть весь потенциал модели невозможно. Необходима вовлеченность в развитие данного направления, прежде всего Заказчика. А пределов развития функционала готовой модели, на сегодняшний день – не существует.

Библиографический список

1. Талапов В. В. Основы BIM. Введение в информационное моделирование зданий / В. В. Талапов. – ДМК-Пресс, 2011. – 329 с.
2. Талапов В. В. Технология BIM. Суть и особенности внедрения информационного моделирования зданий / В. В. Талапов. – ДМК-Пресс, 2015. – 410 с.
3. Большаков В. П. Основы 3D моделирования / В. П. Большаков, А. Л. Бочков, А. А. Сергеев. – СПб.: Питер, 2011. – 336 с.

## **СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ**

УДК 669.141:620.178.32

### **Исследование напряженно-деформированного состояния стальных образцов марок 09г2с и 16гс с искусственными дефектами**

Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Известно, что дефекты конструкционных материалов, зарождающиеся в эксплуатирующемся оборудовании, являются в большинстве случаев причинами

катастрофических разрушений и аварий на опасных производственных объектах нефтяной и газовой промышленности. Причинами зарождения и развития дефектов может быть влияние различных факторов: некачественное производство изделий, нарушение режимов эксплуатации, воздействие агрессивных сред, воздействие непроектных нагрузок и др.

Появление дефекта влияет на распределение напряженно-деформированного состояния, т. к. он представляет собой концентратор напряжений, который является «слабым звеном» конструкции атомной решётки металла. При этом уровень концентрации напряжений также зависит от многих факторов, таких как размеры дефекта, его геометрии, наличия острых краёв, пространственной ориентации и природы происхождения.

Современное развитие науки, техники и технологий позволяет производить не только математическое, но также имитационное компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния любых конструкций и сооружений. Это позволяет заблаговременно определить наиболее опасные сечения т места, наиболее предрасположенные к скоплению напряжений, что при физических испытаниях или эксплуатации может привести к разрушению.

Метод компьютерного моделирования также полезно использовать и перед проведением лабораторных испытаний по исследованию напряженно-деформированного состояния для оценки и обоснования выбираемых режимов нагружения, которые потом удобно корректировать в зависимости от условий проведения испытаний. Актуально исследовать характер изменения напряженно-деформированного состояния от изменения геометрии и ориентации дефекта, т. к. это влияет на надёжность конструкции в целом, поэтому задачей представленных далее исследований является компьютерное моделирование НДС стальных образцов с искусственными дефектами, которые можно в дальнейшем смоделировать физически в реальных стальных образцах для испытаний на растяжение.

Проведённый анализ выявил достаточно небольшое количество технологий изготовления дефектов, большая часть которых предназначена для трубных изделий, что для первого этапа исследований, предполагающих испытания на разрыв, не подходит. Будут использованы широко известные методики моделирования на основе конечно-элементного анализа, апробированные на достаточном уровне при решении прикладных задач с заведомо известным аналитическим решением, реализуемые в пакетах прикладных программных комплексов, таких как APM WinMachine, SolidWorks, ANSYS и т. п.

Для обоснования материала испытательных образцов проведён анализ наиболее распространенных конструкций существующего нефтегазового оборудования, эксплуатирующегося на опасных производственных объектах в нефтегазовой промышленности. Результатами анализа установлено, что разнообразие материалов, из которых выполняется оборудование, достаточно невелико. Наиболее распространены сосуды, работающие под давлением, такие, например, как газосепараторы и теплообменники, выполненные из стали марки 16ГС ГОСТ 5520-79, а также из самой распространенной в нефтегазовой отрасли стали марки 09Г2С ГОСТ 5520-79. Также из стали 09Г2С изготавливается большинство сварных конструкций, работающих при воздействии различных эксплуатационных нагрузок. Пример оборудования, рассматриваемого в проведенном анализе, представлен на рисунке 1. Механические свойства материалов 09Г2С и 16ГС по ГОСТ 5520-79 представлены в таблице 1.

Сталь 09Г2С применяется для различных деталей и элементов сварных металлоконструкций, работающих при температуре от  $-70$  до  $+425$  °С под давлением. Сталь 16ГС применяется для деталей и частей паровых котлов и сосудов, работающих под давлением, корпусов аппаратов, днищ, фланцев и др. деталей, работающих при температурах от  $-40$  до  $+475$  °С под давлением. По химическому составу указанные марки стали отличаются незначительно, однако у стали 16ГС несколько большее содержание углерода и меньшее содержание кремния, а также марганца. При нормальных условиях сталь 16ГС показывает незначительно большие механические характеристики, чем сталь 09Г2С.



а



б

Рисунок 1. Анализируемое оборудование: а – газосепаратор из стали 16ГС;  
б – теплообменник с обечайкой из стали 09Г2С

Таблица 1

Свойства сталей 09Г2С и 16ГС по ГОСТ 5520-79

Параметр	Сталь 09Г2С ГОСТ 5520-79	Сталь 16ГС ГОСТ 5520-79
Относительное удлинение после разрыва, %	21	21
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	7850	7850
Модуль упругости, МПа	200000	200000
Предел текучести, МПа	265...345	275...325
Предел прочности (временное сопротивление), МПа	430...490	450...490
Предел прочности при растяжении, МПа	450...490	400...490
Коэффициент Пуассона	0,29	0,29

При обосновании формы испытательных образцов, в первую очередь, учитывался вид проводимых испытаний на первый год проекта, а именно – испытания на разрыв. В соответствии с заданным условием определены стандарты, которые регламентируют требования к испытательной базе (ГОСТ 28840-90) и образцам (ГОСТ 1497-84). Все стандарты являются актуальными и действующими на момент публикации. Стандарт ГОСТ 1497-84 предъявляет требования к геометрии испытательных образцов и разделяет их на два вида: цилиндрические и плоские. Каждый вид подразделяется на типы, в зависимости от формы и размеров. С учётом необходимости дальнейшего изготовления в испытательных образцах искусственных дефектов, наиболее целесообразно применять плоские образцы, позволяющие наиболее просто изготавливать на них дополнительные технологические элементы методом фрезерования. На рисунке 2 представлены эскизы стандартных образцов, испытываемых на растяжение и разрыв.

Так же на образцах необходимо искусственное нанесение дефекта, что является основой для проведения будущих испытаний и исследований. Дефекты предполагается наносить сквозные, одинаковой ширины, но различной длины, тем самым условно моделируя рост трещины. Кроме того, предполагается, что будет изготовлено 3 партии образцов (без дефектов, с моделью поперечной трещины и с моделью продольной трещины). Точно такие же модели будут выполнены в программе КОМПАС-3D и переданы для конечно-элементного анализа в программный комплекс SolidWorks. На рисунке 3 представлены варианты 3D-модели образца без дефекта и с дефектом вертикальной и горизонтальной ориентации.

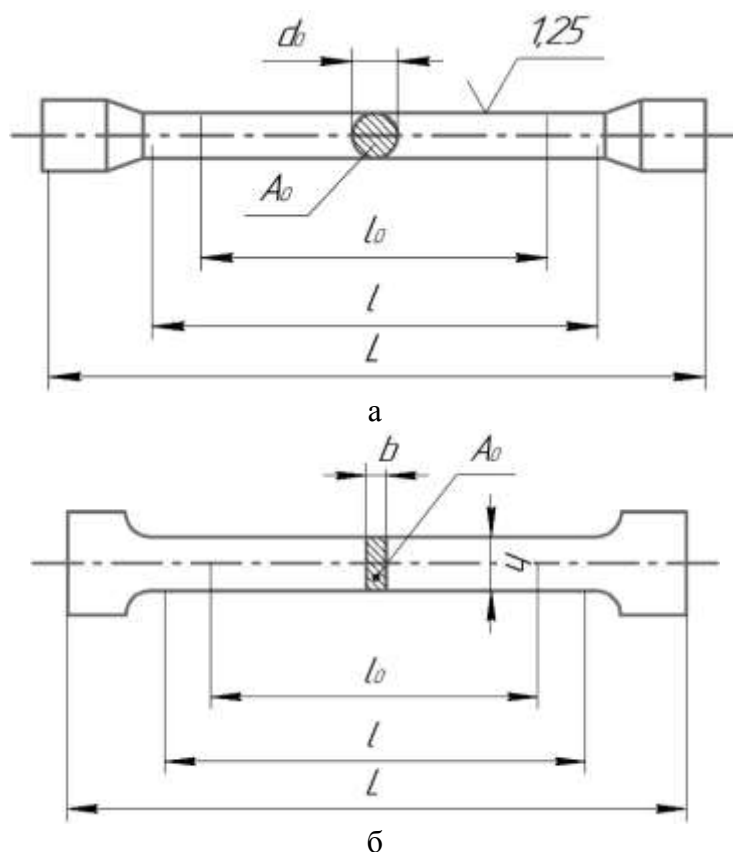


Рисунок 2. Эскизы испытательных образцов: а – цилиндрический образец; б – плоский образец

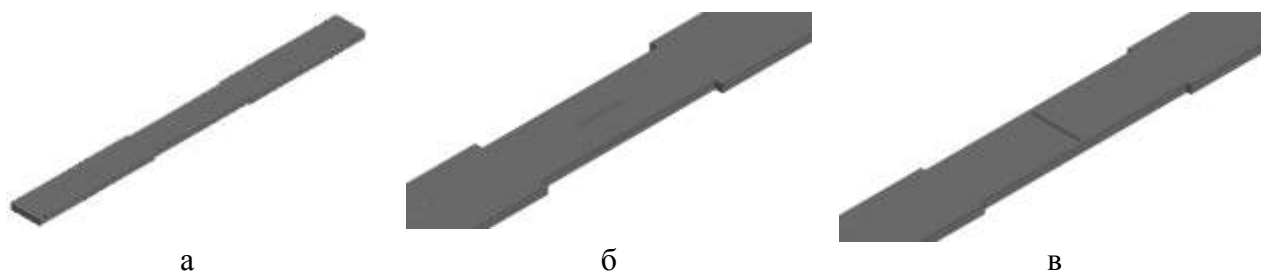
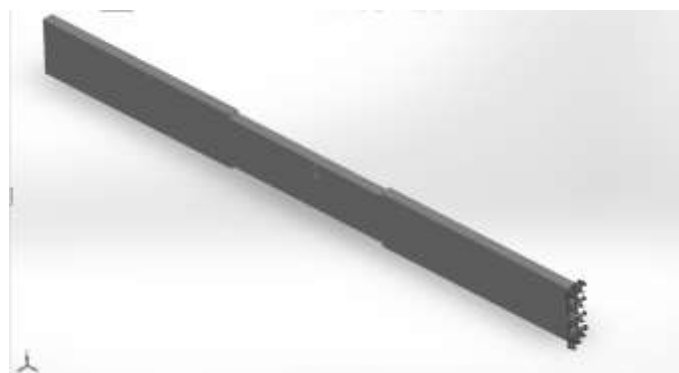


Рисунок 3. Твёрдотельные модели испытательных образцов: а – образец без дефектов; б – образец с продольным дефектом; в – образец с поперечным дефектом

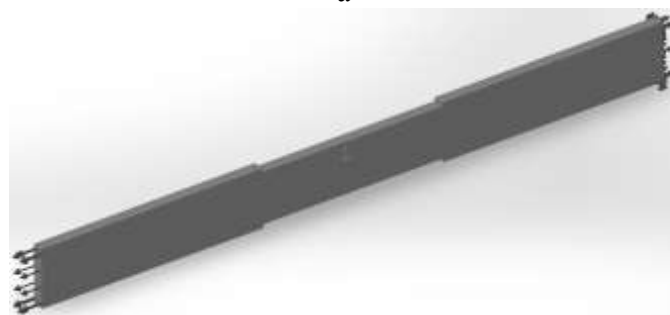
Полученные модели далее передаются в модуль SolidWorks Simulation для проведения конечно-элементного анализа. Нагрузки задаются методом итерации начиная с 10 кН. Закрепление модели образца осуществляется в одном из торцов, а нагрузка прикладывается к противоположному торцу вдоль оси образца, что представлено на рисунке 4.

Далее создаётся сетка конечных элементов с длиной стороны тетраэдра 1 мм. Тип сетки – «На основе кривизны». Результат разбивки представлен на рисунке 5.

После создания сетки конечных элементов запускается процесс анализа НДС программными средствами модуля SolidWorks Simulation. Результатами анализа являются следующие параметры, представляемые графоаналитическим методом с цветовой визуализацией, где цветовой градиент обозначает распределение и уровень того или иного параметра (нагрузки, напряжения, перемещения и др.). Пример такого распределения эквивалентных напряжений по телу модели для образца без дефекта представлен на рисунке 6, для образца с продольным дефектом – на рисунке 7 и для образца с поперечным дефектом – на рисунке 8. Все распределения получены при нагрузке 10 кН.



а



б

Рисунок 4. Схема закрепления и нагружения модели: а – схема закрепления; б – схема нагружения



Рисунок 5. Сетка конечных элементов

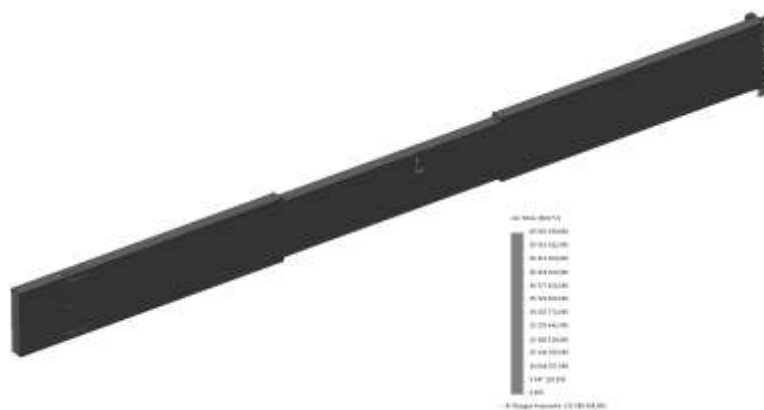


Рисунок 6. Распределение эквивалентных напряжений по телу модели образца без дефектов

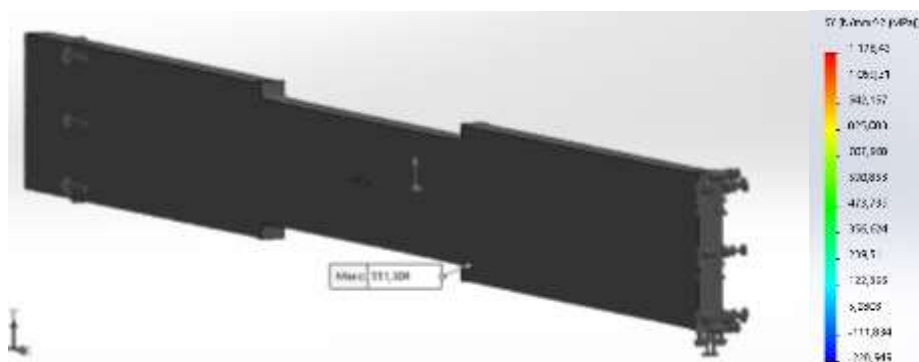


Рисунок 7. Распределение эквивалентных напряжений по телу модели образца с поперечным дефектом

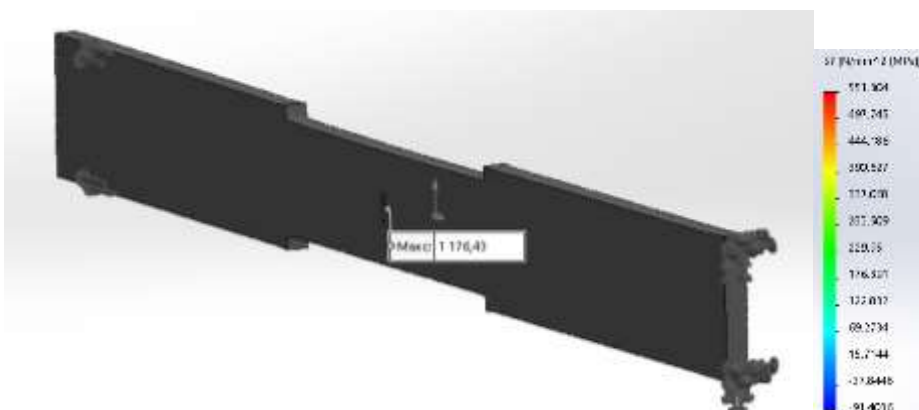


Рисунок 8. Распределение эквивалентных напряжений по телу модели образца с продольным дефектом

Условный рост дефекта моделируется изменением длины модели дефекта при сохранении его ширины, принятой 1 мм. Длину модели дефекта изменяем следующим образом: 2 мм → 3 мм → 4 мм → 5 мм → 6 мм → 7 мм → 8 мм → 9 мм → 10 мм → 12 мм → 14 мм → 16 мм → 18 мм → 20 мм.

Для каждой модели производится итеративный расчёт методом последовательного увеличения растягивающей нагрузки вплоть до приближения максимальных нормальных напряжений к пределу прочности, что означает полное разрушение образца. Контроль условного разрушения осуществляется по коэффициенту запаса прочности по пределу прочности материала.

В таблице 2 представлены результаты конечно-элементного прочностного анализа модели образца без дефекта.

Таблица 2

Результаты моделирования НДС образца без дефекта

Нагрузка, Н	Максимальные нормальные напряжения в элементах, МПа	Коэффициент запаса по пределу прочности в элементах
100000	321,861	1,6750
150000	482,792	1,1167
167578,40	539,367	1,0000
170000	541,400	0,9958

В таблицах 3 и 4 представлены результаты моделирования НДС образцов с продольным и поперечным дефектом соответственно.

Таблица 3

## Результаты моделирования НДС образцов с продольным дефектом

Длина дефекта, мм	Нагрузка, Н	Максимальные нормальные напряжения в элементах, МПа	Коэффициент запаса по пределу прочности в элементах
	210000	470,09	1,1469
	220000	492,74	1,0996
	241058,68	540,44	1,0000
	245000	549,37	0,9814
3	210000	516,65	1,0435
	220000	541,26	1,0009
	220214,00	541,78	1,0000
	245000	602,76	0,8944
4	210000	471,46	1,1517
	220000	493,91	1,1027
	240953,46	540,95	1,0000
	245000	550,04	0,9802
5	210000	474,41	1,1364
	220000	497,00	1,0848
	238754,5911	539,37	1,0000
	240000	542,18	0,9944
6	210000	499,17	1,0800
	220000	524,13	1,0286
	216119,92	539,41	1,0000
	220000	549,09	0,9819
7	210000	478,65	1,1289
	220000	501,44	1,0752
	236778,373	539,68	1,0000
	240000	547,03	0,9856
8	210000	462,37	1,1660
	220000	500,79	1,0766
	238865,06	539,31	1,0000
	240000	541,63	0,9954
9	210000	474,94	1,1352
	220000	497,60	1,0835
	238507,58	539,41	1,0000
	240000	542,78	0,9933
10	210000	470,66	1,1455
	220000	493,07	1,0934
	240504,7813	539,02	1,0000
	240000	537,89	0,9923
12	210000	467,40	1,1535
	220000	489,66	1,1010
	242022,3446	538,68	1,0000
	240000	534,17	0,9993
14	210000	470,11	1,1468
	220000	490,37	1,0994
	240820,7372	538,94	1,0000
	240000	537,03	0,9939



Продолжение таблицы 3

Длина дефекта, мм	Нагрузка, Н	Максимальные нормальные напряжения в элементах, МПа	Коэффициент запаса по пределу прочности в элементах
16	210000	471,77	1,1428
	220000	494,23	1,0952
	239987,925	539,13	1,0000
	240000	539,16	0,9999
18	210000	471,47	1,1435
	220000	495,24	1,0934
	238657,10	539,59	1,0000
	240000	542,78	0,9933
20	210000	477,99	1,1350
	220000	500,75	1,0856
	237349,44	540,24	1,0000
	240000	546,28	0,9869

Таблица 4

Результаты моделирования НДС образцов с поперечным дефектом

Длина дефекта, мм	Нагрузка, Н	Максимальные нормальные напряжения в элементах, МПа	Коэффициент запаса по пределу прочности в элементах
2	100000	334,317	1,6126
	150000	501,475	1,0751
	161748,47	540,752	1,0000
	170000	562,354	0,9587
3	100000	334,317	1,6126
	150000	501,475	1,0751
	161748,47	540,752	1,0000
	168210	562,354	0,9587
4	100000	326,160	1,6530
	150000	489,165	1,1021
	164151,44	540,638	1,0000
	170000	555,400	0,9707
5	100000	333,153	1,6183
	150000	499,730	1,0788
	162292,95	540,684	1,0000
	170000	560,397	0,9621
6	150000	470,484	1,1459
	168210	527,600	1,0219
	171952,47	539,339	1,0000
	170000	548,898	0,9822
7	100000	331,303	1,6273
	150000	496,955	1,0849
	163158,78	540,550	1,0000
	170000	557,285	0,9674
8	100000	329,138	1,6380
	150000	493,707	1,0920
	164172,10	540,353	1,0000
	170000	553,643	0,9738

Длина дефекта, мм	Нагрузка, Н	Максимальные нормальные напряжения в элементах, МПа	Коэффициент запаса по пределу прочности в элементах
9	100000	332,730	1,6203
	150000	499,095	1,0802
	162491,05	540,656	1,0000
	170000	559,685	0,9633
10	100000	353,159	1,5266
	150000	529,738	1,0177
	152930,30	540,087	1,0000
	170000	594,049	0,9076
12	100000	322,772	1,6703
	150000	484,158	1,1135
	167151,35	539,518	1,0000
	170000	542,935	0,9930
14	150000	477,566	1,1289
	168210	535,543	1,0067
	169374,32	539,250	1,0000
	170000	557,161	0,9676
16	100000	321,322	1,6778
	150000	481,982	1,1186
	167830,22	539,275	1,0000
	170000	540,495	0,9975
18	100000	325,579	1,6559
	150000	488,368	1,1039
	165837,85	539,933	1,0000
	170000	547,656	0,9844
20	100000	331,342	1,6271
	150000	497,014	1,0847
	163140,40	540,553	1,0000
	170000	557,351	0,9673

Как видно из таблиц, полученные данные для разных моделей разнятся, однако находятся в одинаковых пределах разрушающих нагрузок:

- для бездефектного образца – от 150000 до 170000 Н;
- для образцов с продольными дефектами – от 220000 до 240000 Н;
- для образцов с поперечными дефектами – от 150000 до 170000 Н.

Выводы:

1. Из результатов видно, что интервал разрушающей нагрузки для образцов с поперечными дефектами и образцов без дефектов оказался одинаковым. Нагрузка разрушения при этом для бездефектного образца составила 167578,4 Н, а для образцов с поперечными дефектами колеблется в диапазоне от 161748,47 Н до 171952,47 Н.

2. Выявлено, что нагрузка разрушения в некоторых случаях определяется не последовательно с увеличением длины дефекта, что, вероятно, можно объяснить особенностью математического вычислительного аппарата системы прочностного анализа. Например, для модели поперечного дефекта длиной 6 мм разрушающая нагрузка составила 171952,47 Н, тогда как нагрузки разрушения для тех же моделей с поперечным дефектом длинами 5 и менее составили 162000-164000 Н, а для образца без дефектов – 167578,4 Н, чего теоретически быть не должно: для большего дефекта – должна быть меньшая нагрузка разрушения и наоборот.

3. Полученные данные позволят предварительно оценить потенциальные нагрузки и напряжения до проведения непосредственно испытаний на разрыв, результаты которых, в свою очередь, позволят скорректировать модель и адаптировать её под реальные условия физического эксперимента.

4. Исследования выполняются при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00136 мол\_а.

Библиографический список

1. Борейко Д. А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Борейко Дмитрий Андреевич. – Ухта: УГТУ. – 2015. – 22 с.
2. Быков И. Ю. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния цилиндрических образцов с искусственными дефектами / И. Ю. Быков, А. Л. Смирнов, Д. А. Борейко // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 1. – С. 40-43.
3. ГОСТ Р 52330-2005. Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования. – Введ. 2005-09-01. – М.: Стандартинформ, 2005. – 7 с.

УДК 622.276.8

### **Программа экспериментальных исследований проточного струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти на УПН Западная Курна-2**

Быков И. Ю.<sup>1</sup>, Казарцев Е. В.<sup>2</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ  
2 – Филиал ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. в г. Басра, Республика Ирак*

Для промывки нефти от хлористых солей при ее обессоливании на установках подготовки нефти (УПН) зачастую используются регулирующие клапаны в качестве статических смесителей. Для сокращения содержания этих солей практикуется повышение перепада давления на смесительных клапанах ступеней блока обессоливания до 1-1,5 кгс/см<sup>2</sup>, в результате чего увеличивается обводненность нефти на выходе с блока обессоливания за счет увеличения стойкости вновь образуемой нефтяной эмульсии при ее смешивании с промывной водой. В зависимости от ситуации с качеством подготовки нефти приходится снижать содержание хлористых солей при повышенном содержании воды или снижать обводненность при повышенном солесодержании.

Таким образом, в процессе обессоливания нефти до требуемых норм качества имеется определенное ограничение, не позволяющее одновременно снижать содержание воды и хлористых солей.

Целью эксперимента является определение возможности устранения несовершенства смесителей и повышение эффективности процесса обессоливания через использование принципиально нового способа промывки с помощью проточного струеинжекционного смесителя (ПСИС) [1].

Суть струеинжекционного смешения, в отличие от большинства способов смешения с помощью статических смесителей, заключается не в организации турбулентности за счет локального перепада давления потока обрабатываемой нефти, а за счет организации многоструйной инжекции и формирования вихревых потоков промывной воды в ламинарном потоке нефти без образования ощутимого перепада давления на смесителе, конструкция которого представлена на рисунке 1.

Определенная гидродинамика струй, формируемых ПСИС, должна позволять оптимально распределить капли промывной воды в объеме нефти, обеспечивая:

- сокращение потребления промывной воды для целей обессоливания нефти;

- снижение гидравлических сопротивлений по технологической цепочке линии подготовки нефти;
- снижение устойчивости нефтяной эмульсии за счет снижения эффекта диспергирования промывной воды в смесителе;
- ускорение седиментации капель воды и разделения нефтяной эмульсии;
- повышение и стабилизация качества подготавливаемой нефти;
- увеличение производительности блока обессоливания и линии подготовки нефти;
- упрощение процесса обессоливания за счет отсутствия необходимости в регулировании перепада давления на смесителе.
- снижение энергозатрат питающего насоса технологической линии за счет снижения перепада давления на смесителе;
- сокращение дозировки деэмульгатора.

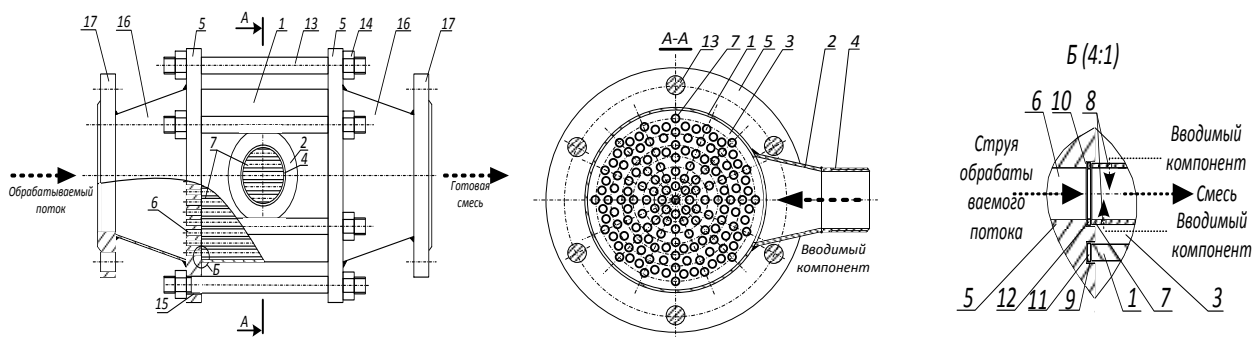


Рисунок 1. Конструкция проточного струеинжекционного смесителя:

- 1 – корпус; 2 – патрубок; 3 – полость; 4 – штуцер; 5 – крышки; 6 – отверстия; 7– трубки; 8 – вводимые отверстия; 9, 10 – кольцевые пазы; 11, 12 – кольцевые прокладки; 13 – шпильки; 14 – гайки; 15 – монтажные отверстия; 16 – патрубки; 17 – фланцы

Для экспериментального определения оптимального варианта исполнения вводных отверстий смесителя и оптимальных параметров его работы (конструктивные размеры и гидродинамические характеристики) подготовлена программа опытно-промышленных испытаний.

Методика эксперимента основана на сравнении критериев оценки работы опытных образцов смесителя в реальном процессе обессоливания нефти на действующем оборудовании УПН при масштабном изменении определенных технологических параметров.

Как известно, основными показателями, характеризующими процесс смешивания, являются **интенсивность** и **эффективность**.

Повышение интенсивности процесса смешивания жидкостей позволяет повысить производительность оборудования, но это всегда связано с повышением энергетических затрат, а технологический эффект от интенсификации смешивания ограничен строго определенными пределами. Поэтому интенсивность перемешивания следует определять исходя из условий достижения максимального технологического эффекта при минимальных энергозатратах.

В соответствии с этими принципами оптимизации гидродинамической структуры смешиваемых потоков, работа смесителя на блоке обессоливания должна обеспечивать достаточную эффективность при низкой интенсивности.

**Интенсивность** смешивания,  $I$  [2] представляет собой энергию, которую необходимо затратить на перемешивание единицы объема ( $Nп/V$ ) или массы ( $Nп/\rho Q$ ) жидкости в единицу времени для достижения определенного качества смеси.

Как видно из определения, интенсивность смешивания является удельным показателем работы смесителя и больше подходит для оценки работы статических смесителей, в которых перепад давления создается уже для смеси компонентов, а ввод добавочного компонента осуществляется заранее без создания ощутимого перепада давления вводимому потоку. В нашем случае значительный перепад давления будет создаваться как

раз для потока вводимого компонента, а для потока смеси он будет не ощутим. Выигрыш в энергозатратах будет обеспечиваться за счет гораздо меньшего (на два порядка) объемного расхода компонента по отношению к объемному расходу основного потока, поэтому более показательным критерием количественной оценки работы инжекционных смесителей являются энергозатраты. Для случая с ПСИС гидравлическая мощность смесителя будет складываться из энергозатрат на прокачку нефтяного и водяного потока:

$$N_n = \Delta P_n V_n + \Delta P_v V_v, \quad (1)$$

где  $\Delta P_n$ ,  $\Delta P_v$  – перепады давления нефтяного и водяного потоков, Па;  $V_n$ ,  $V_v$  – объемные расходы нефтяного и водяного потоков, м<sup>3</sup>/с.

В струеинжекционном смесителе, перепады на смесителе потоков нефти  $\Delta P_n$  и воды  $\Delta P_v$  будут определяться в соответствии со схемой рисунка 2:

$$\Delta P_n = P_n - P_c \text{ и } \Delta P_v = P_v - P_c, \quad (2)$$

где  $P_n$ ,  $P_v$ ,  $P_c$  – давления потоков нефти, воды и смеси, Па.

В итоге количественный показатель интенсивности смешения определяется как:

$$N_n = V_n(P_n - P_c) + V_v(P_v - P_c), \quad (3)$$

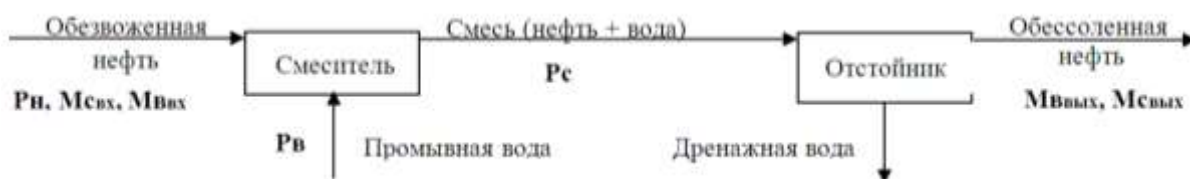


Рисунок 2. Схема к определению характеристик процесса смешивания

Под **эффективностью** смешивания понимают технологический эффект, характеризующий качество проведения процесса [3], и так как в каждом конкретном случае требуется достижение определенного эффекта, то и мера оценки эффективности в каждом случае может быть индивидуальна. В нашем случае, при смешивании протекают процессы диспергирования и эмульгирования, поэтому параметрами оценки должны быть микрохарактеристики потока: дисперсный состав и межфазная поверхность. В связи с тем, что при эмульгировании эффективность смешивания зависит от большого количества значимых переменных, таких как характеристики двух потоков: плотность, вязкость, расход, поверхностное натяжение сред, схема организации потоков и геометрия устройства, в рассматриваемом случае эффективность смешивания целесообразно оценивать по двум конечным показателям технологической эффективности процесса – по степени обессоливания и по кратности увеличения обводненности вновь образованной эмульсии (диспергирования).

Зная концентрации хлористых солей в нефти до и после обессоливания, степень обессоливания определяется как отношение минерализации воды в обессоленной нефти к ее минерализации в исходной нефти [4, 5]:

$$\delta_c = 1 - \frac{M_{сввых}}{M_{свх}}, \quad (4)$$

где  $M_{свх}$ ,  $M_{сввых}$  – содержание хлористых солей в воде нефти на входе и на выходе, кг;

Кратность увеличения обводненности нефти определяется аналогично, отношением конечного к начальному влагосодержанию:

$$\delta_v = \frac{M_{ввых}}{M_{ввх}}, \quad (5)$$

где  $M_{ввх}$ ,  $M_{ввых}$  – содержание воды в нефти и в обессоленной нефти, кг.

В подавляющем большинстве случаев хлориды растворены в пластовой воде, хотя в литературе встречается информация о хлористых солях в кристаллическом виде [5], в данном случае можно определять степень обессоливания пропорционально степени обезвоживания (при определении материального баланса используется метод пропорции из курса аналитической химии), т. е. при всех прочих равных условиях степень обессоливания зависит от эффективности промывки. В таком случае эффективность промывки нефти от

хлористых солей заключается в степени снижения концентрации хлористых солей в каплях воды в нефти.

$$\text{Эп} = \delta c \mid \delta v = \min \quad (6)$$

Основным элементом конструкции ПСИС (рисунок 3), формирующим определенную гидродинамическую структуру смешиваемых потоков, являются смесительные трубки с вводными отверстиями. При этом допускается, что процесс объединения потоков, выходящих из смесительных трубок в конфузур сборной камеры, несколько не ухудшает качество смеси, усредняя ее. Так как все смесительные трубки ПСИС имеют одинаковую конструкцию, используя метод рассуждения от общего к частному (метод дедукции), принято, что и условия смешения в трубках одинаковы, поэтому достаточно рассмотреть в качестве экспериментального образца одну смесительную трубку, заключенную в камеру для воды.

На рисунке 3 представлен сборочный чертеж экспериментального образца смесителя. Основной элемент экспериментального образца - смесительная трубка, имеет с обеих сторон резьбовые части для сборки всей конструкции, а в стенке трубки на поверхности, свободной от резьбы, равноудаленно друг от друга располагаются каналы вводных отверстий, выполненные для радиального или тангенциального ввода промывной воды под углами атаки по направлению ( $45^\circ$ ) и против направления ( $135^\circ$ ) обрабатываемого потока. Остальные детали служат для фиксации всех элементов экспериментального образца относительно друг друга и герметизации сборки, являются серийно выпускаемыми сантехническими трубопроводными деталями.

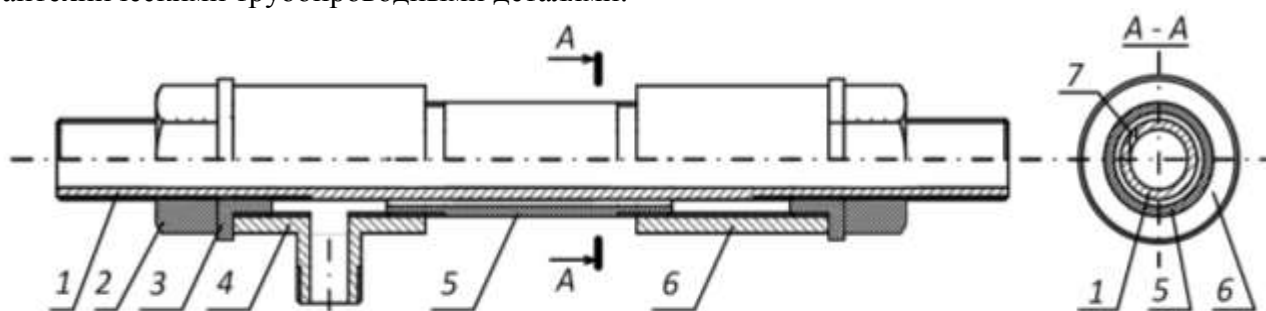


Рисунок 3. Конструкция экспериментального образца смесителя:

1 – смесительная трубка, 2 – контргайка, 3 – переходник, 4 – тройник, 5 – бочонок, 6 – муфта, 7 – вводное отверстие

В соответствии с конструкцией изготовлены экспериментальные образцы со смесительными трубками под разные углы атаки струй промывной воды для радиального и тангенциального ввода (рисунок 4). Изменение углов атаки струй воды с  $45^\circ$  на  $135^\circ$  предполагается выполнять изменением направления потока нефти.

Экспериментальный стенд выполняется на базе 1-й ступени блока обессоливания технологической линии (ТЛ) УПН, выведенной из работы и находящейся в резерве. Для проведения эксперимента оборудование ТЛ загружается малым расходом по нефти, с сохранением естественного температурного режима, т. е. без нагрева и без использования питающего насоса. За счет остаточного давления в сепараторе среднего давления (СД) нефть подается непосредственно на 1-ю ступень блока обессоливания, минуя теплообменники 2-й и 3-й ступени по шлангу. На блок обессоливания подается пресная промывная вода с расходом 5% от объема нефти. Потоки обезвоженной нефти и промывной воды смешиваются в смесителе и направляются для разделения в обессоливатель. Обессоливатель 1-й ступени используется в режиме обычного гравитационного отстойника без электрического поля. После обессоливания нефть выводится из аппарата через штатный пробоотборник на уровне 950 мм в закрытую дренажную систему, тем самым обеспечивая движение нефти в сторону пробоотборного устройства и показательность проб, отбираемых в ходе эксперимента.



а)



б)

Рисунок 4. Внешний вид смесительных трубок с обозначением отверстий  
а – радиального ввода; б – тангенциального ввода

На рисунке 5 представлена принципиальная схема 1-й ступени блока обессоливания с интегрированным экспериментальным образцом смесителя, выполненная на основании проектной схемы, а на рисунке 6 место установки стенда на 3D-модели ТЛ.

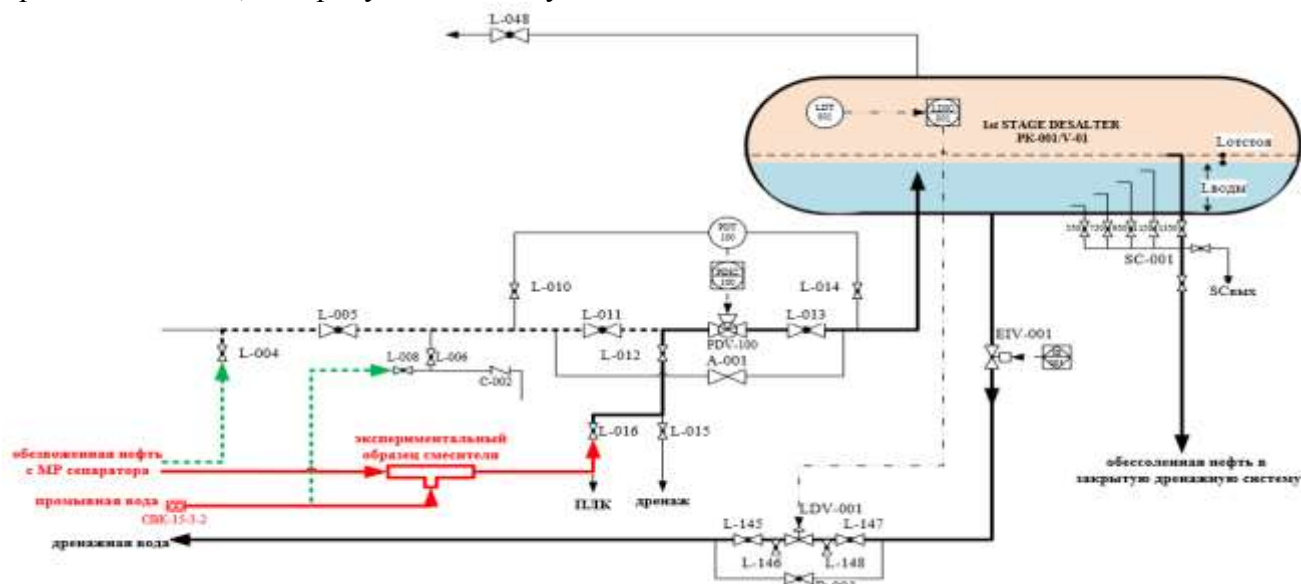


Рисунок 5. Схема интеграции экспериментального смесителя в блок обессоливания  
----- существующие линии и оборудование; - - - - - тестовые линии и оборудование;  $L_{отстоя}$  – высота зоны отстоя нефти;  $L_{воды}$  – межфазный уровень (уровень воды)

Экспериментальный стенд состоит из отстойника, в нормальном режиме работающего как электродегидратор, где происходит разделение эмульсии, образованной в ходе смешения промывной воды с обезвоженной нефтью. Водонефтяная смесь образуется непосредственно в экспериментальном смесителе и поступает для разделения в отстойник (движение потоков на схеме показаны толстыми линиями, тонкие линии в эксперименте не задействованы). Для контроля перепада давления потоков как на штатном (клапан PDV-100), так и на экспериментальном смесителе (ПСИС) используется штатный дифференциальный датчик давления PDT-100. Для отбора проб нефти на выходе из зоны отстоя, объем которой определяется расчетом, используется штатный пробоотборник 215-SC-001 отстойника. Для отбора проб исходной нефти используется пробоотборник 210-SC-002, установленный на выходе нефти из сепаратора СД. Расход нефти, проходящей через блок обессоливания, настраивается и контролируется по изменению уровня и известной градуировке дренажной

емкости, а расход промывной воды по бытовому водосчетчику СВК-15. Межфазный уровень в отстойнике контролируется по радарному уровнемеру LDT-001 и поддерживается стабильно на одном уровне за счет степени открытия регулирующего клапана LDV-001.

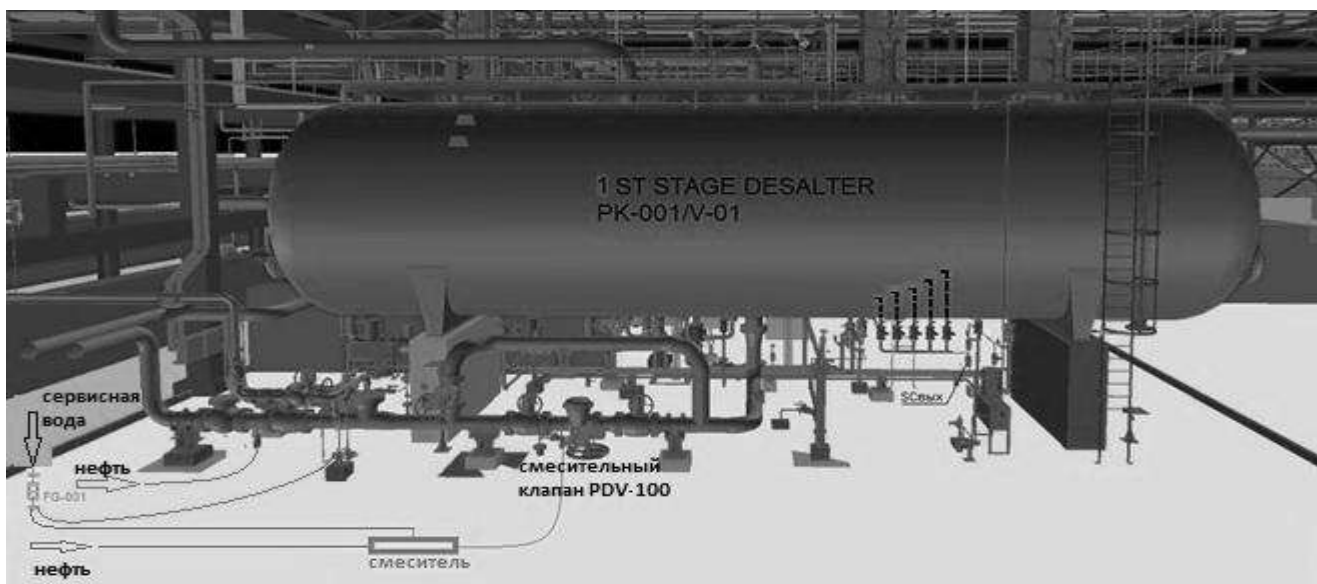


Рисунок 6. Место установки стенда на 3D-модели ТЛ

- подключение шлангов для испытания штатного смесителя PDV-100;
- подключение шлангов для испытания экспериментальных образцов ПСИС

В связи с тем, что конструктивные размеры основного элемента ПСИС - натурального образца смесительной трубки соответствуют его экспериментальному образцу, масштабный переход здесь не потребуется, необходима только адаптация параметров работы ступени обессоливания к гидродинамическим характеристикам потоков в одной трубке. Для переноса фактических параметров УПН произведен соответствующий пересчет геометрических и гидравлических характеристик рабочих параметров экспериментального стенда (таблица 1).

Таблица 1

Пересчет параметров оборудования из фактических в экспериментальные

№ п/п	Параметры работы	Ед. изм	Значения	
			УПН	Стенд
1	Внутренний диаметр трубы	мм	250	16
2	Площадь поперечного сечения трубы	м <sup>2</sup>	0,04906	0,00020
3	Скорость потока в трубе	м/с	2,689	
4	Часовой расход эмульсии	м <sup>3</sup> /ч	475	2
5	Мгновенный расход нефти	л/с	131,9	0,540
6	Объем отстойника	м <sup>3</sup>	230	
7	Диаметр отстойника	м	4,2	
8	Длина отстойника	м	16,6	
9	Объем зоны отстоя нефти	м <sup>3</sup>	188	
10	Время отстоя	мин	23,7	
11	Доля промывной воды от объема нефти	%	5	
12	Расход промывной воды	л/с	6,597	0,027
		л/мин	396	1,6
		м <sup>3</sup> /ч	23,75	0,097



Важным условием эксперимента является его проведение при постоянных параметрах деэмульсации: расходе, температуре, времени отстоя и влагосодержании нефти, т. е. при устоявшемся режиме. Кроме того, необходимо обеспечить репрезентативность проб, повторяемость и воспроизводимость анализов. Полученные результаты должны проходить обработку с целью исключения заведомо ложных (промахов) и их интерпретацию.

Для проведения эксперимента подготовлен подробный план, являющийся неотъемлемой частью, согласованной и утвержденной руководством ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд., программы опытно-промышленных испытаний и состоящий из следующих этапов:

- испытание штатного смесительного клапана;
- испытание образца ПСИС с тангенциальным вводом воды против течения;
- испытание образца ПСИС с тангенциальным вводом воды по течению;
- испытание образца ПСИС с радиальным вводом воды против течения;
- испытание образца ПСИС с радиальным вводом воды по течению.

В ходе эксперимента планируется выявить оптимальную конструкцию ПСИС и ее преимущества перед традиционным смесительным устройством через сравнение критериев оценки их работы, поэтому эти этапы испытания будут являться сравнительным экспериментом. Для получения конкретных характеристик ПСИС необходим эксперимент определительного вида, который позволит выявить зависимости конструктивных (количество и диаметр вводных отверстий) и эксплуатационных (расходы смешиваемых компонентов: нефти и воды) параметров смесителя от эффективности смешения.

Резюмируя статью, выделим основные этапы экспериментального исследования:

1. Показана проблема несовершенства традиционно применяемых для обессоливания нефти статических смесителей заключающегося в ограниченности регулирования степени обессоливания нефти за счет изменения интенсивности ее промывки и определены пути ее решения через использование принципиально нового смесительного устройства работающего на ином принципе.

2. Разработана методика эксперимента на основании оценки работы усовершенствованного смесителя по известным критериям: эффективности и интенсивности процесса смешивания.

3. Выполнена подготовка экспериментального стенда с интеграцией и адаптацией к действующему оборудованию УПН с опытными образцами смесителя для радиального и тангенциального ввода и углов атаки струй воды по направлению и против направления потока нефти.

#### Библиографический список

1. Пат. 2643967 Российская Федерация, МПК В01F 5/04. Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления / И. Ю. Быков, Н. Д. Цхадая, Е. В. Казарцев, заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет». – № 2015122686/А; заявл. 11.06.2015; опубл. 06.02.2018, Бюл. № 4. – 1 с.
2. Дытнерский Ю. И. Процессы и аппараты химической технологии / Ю. И. Дытнерский. – М.: Химия, 2002. – 368 с.
3. Фарахов Т. М. Оценка эффективности статических смесителей насадочного типа / Т. М. Фарахов, А. Г. Лаптев // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2011. – № 4. – С. 20-24.
4. Брагинский Л. Н. Перемешивание в жидких средах / Л. Н. Брагинский, В. И. Бегачев, В. М. Барабаш. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
5. Жолобова Г. Н. Совершенствование процессов подготовки нефти / Г. Н. Жолобова, Е. М. Хисаева, А. А. Сулейманов, В. Ф. Галиакбаров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – № 1. – Электронный ресурс: <http://ogbus.ru/article/sovershenstvovanie-processov-podgotovki-nefti/>.

**Оптимизация продолжительности контакта водонефтяной эмульсии с магнетитом в системе очистки воды от нефти**

Ивенина И. В., Смирнов Ю. Г., Лютоев А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Работа посвящена актуальной проблеме, возникающей при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений и связанной с разделением стойкой водонефтяной эмульсии с целью очистки воды и доведения ее качества по содержанию нефтепродуктов до установленных норм ПДК.

Предлагаемая технология очистки относится к физико-химическим методам. Она была освещена в серии публикаций [1-7] и подтвердила свою эффективность. В основе описываемого метода лежат адгезионные явления, возникающие при контакте микрокапель эмульгированной в воде нефти и наночастиц магнетита. Частицы магнетита настолько прочно удерживаются на поверхности нефтяных капель, что вовлекают их в направленное движение при возникновении внешнего магнитного поля. Нефте-магнетитная масса, притянутая неодимовыми магнитами, легко отделяется от воды.

В предыдущих публикациях была предложена принципиальная схема очистного сооружения, в котором разделение водонефтяной эмульсии производится при помощи магнитного сепаратора [4]. Перед стадией магнитного воздействия на очищаемую воду осуществляется обработка воды свежесажденными частицами магнетита. Однако продолжительность контакта загрязненной воды с магнетитом в ходе предыдущих исследований не учитывалась. Обработка проб магнитным полем проводилась практически сразу после добавления ферромагнитных частиц.

Однако процесс агрегации не является мгновенным. Частицы нефтяной эмульсии и магнетита находятся в хаотичном движении и движутся друг к другу не направленно. Особенно это имеет значение при малом содержании нефти в воде, порядка 10-20 мг/л. Сам процесс «сцепления» также имеет протяженность во времени и зависит, в частности, от размера, скорости движения и состояния поверхности контактирующих частиц.

Увеличение концентрации ферромагнитных частиц позволяет увеличить эффективность извлечения нефти [5-6], но приводит к перерасходу реагента и увеличению объемов магнетита, вовлекаемого в цикл регенерации, что может заметно сказаться на экономичности процесса.

В описываемой в настоящей статье серии экспериментов была установлена связь между продолжительностью контакта очищаемой воды с ферромагнитными наночастицами и полнотой извлечения нефти.

Для опыта были заготовлены образцы воды, загрязненные нефтью Усинского и Ярегского месторождения. Для чистоты эксперимента все образцы имели одинаковое исходное загрязнение – 70 мг/л. Равным было и количество добавляемого магнетита – массовое соотношение «нефть : магнетит» составило 1 : 2. Все исследования проводили при стандартных условиях.

После добавления частиц магнетита в полученную водонефтяную эмульсию и тщательного перемешивания образцы оставляли на 0,5, 1, 2, 3 часа. После чего проводилась обработка образцов магнитным полем. Очищенную таким образом воду исследовали на предмет содержания в ней остаточной нефти. Последнее (контрольное) измерение проводилось через сутки для выявления полноты извлечения нефтепродуктов.

Для оценки содержания нефти в воде был применен экспресс-метод исследования с использованием спектрофотометра, описанный в работе [7]. Оценку концентрации нефтепродуктов проводили с применением заранее составленных калибровочных графиков.

Результаты опытов представлены в таблицах 1, 2 и на графиках (рисунок 1).

Таблица 1

Результаты измерения содержания остаточных нефтепродуктов в очищенной воде по показателю оптической плотности экстракта (усинская нефть)

Время, час.	Значения оптической плотности ( $\lambda = 420$ нм)					Ср. отн. ош., %	Соответствующая концентрация нефти, мг/л
	Abs 1	Abs 2	Abs 3	Abs 4	Abs ср.		
0	0,09	0,085	0,071	0,093	0,085	8,1	14,7±1,2
0,5	-	-	0,040	0,036	0,038	5,3	6,4±0,3
1	0,024	0,026	-	-	0,025	4,0	4,4± 0,2
2	0,020	0,021	0,026	0,024	0,023	9,9	3,8± 0,4
3	0,021	0,022	0,018	0,017	0,020	10,3	3,6 ± 0,4
Сутки	0,018	0,016	0,013	0,012	0,015	15,3	2,6± 0,4

Таблица 2

Результаты измерения содержания остаточных нефтепродуктов в очищенной воде по показателю оптической плотности экстракта (ярегская нефть)

Время, час.	Значения оптической плотности ( $\lambda = 320$ нм)					Ср. отн. ош., %	Соответствующая концентрация нефти, мг/л
	Abs 1	Abs 2	Abs 3	Abs 4	Abs ср.		
0	0,308	0,260	0,310	0,266	0,286	8,0	5,7 ± 0,5
0,5	0,198	0,168	-	-	0,183	8,2	4,0 ± 0,3
1	0,156	0,163	0,112	0,142	0,143	11,3	2,9 ± 0,3
2	0,098	0,112	0,088	0,084	0,096	9,9	1,9 ± 0,2
3	0,083	0,074	0,086	0,068	0,078	8,7	1,5 ± 0,1
Сутки	0,089	0,072	-	0,062	0,074	13,2	2,1 ± 0,3

Полученные результаты позволяют сделать следующее заключение:

1. Оптимальное время контакта загрязненной воды с магнетитом – не менее двух часов. При меньшем количестве времени выдержки воды с магнетитом в смесителе необходимо кратное увеличение количества добавляемого реагента. Увеличение же этого времени дает незначительный эффект уменьшения концентрации остаточной нефти. В случае с ярегской нефтью выдерживание воды, обработанной магнетитом, в течение суток привело к незначительному, но все же увеличению содержания остаточной нефти в исследованных образцах (таблица 2). Этот факт можно объяснить тем, что при длительном контакте с оксисодержащими соединениями в водной среде происходит частичное окисление магнетита до оксида железа (III), который обладает слабо выраженными магнитными свойствами и не извлекается из воды в магнитном поле.

2. Особенно важно обеспечить более длительную обработку водонефтяной эмульсии для извлечения неполярных молекул углеводородов. Из графического отображения результатов эксперимента видно, что быстрее происходит сцепление частиц магнетита с каплями нефти Ярегского месторождения, что можно объяснить наличием большого количества функциональных соединений в составе этой нефти. За счет полярных и ионизированных групп на поверхности нефтяных капель сила адгезионного взаимодействия с частицами магнетита увеличивается.

3. Для неполярных или малополярных молекул, которые в основном и содержатся в составе усинской нефти, требуется больше времени для установления и стабилизации связи с частицами магнетита.

4. Таким образом, можно утверждать, что эффективность разделения водонефтяной эмульсии предлагаемым методом во многом определяется химическим составом извлекаемой нефти.

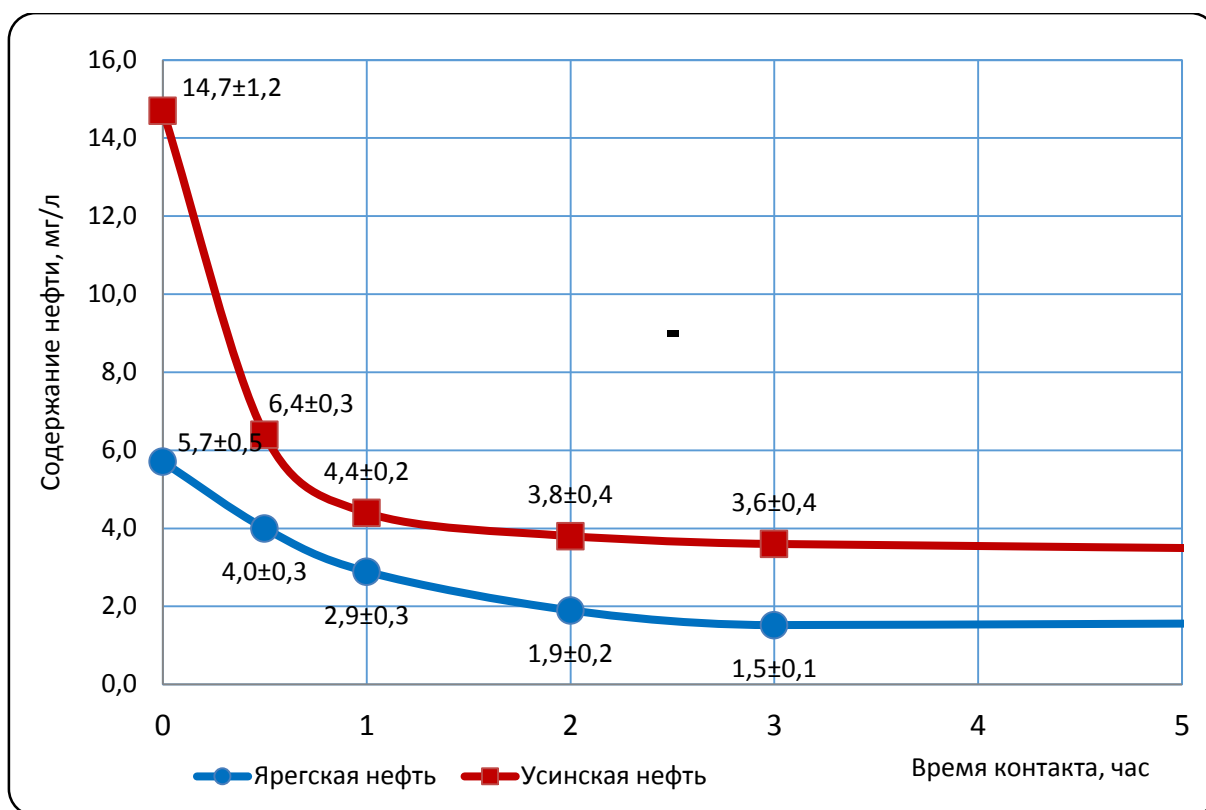


Рисунок 1. Зависимость эффективности извлечения нефти от времени контакта загрязненной воды с магнетитом

#### Библиографический список

1. Sullivan A. P. The effect of inorganic solid particles on water and crude oil emulsion stability / A. P. Sullivan, P. K. Kilpatrick // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2002. – Vol. 41. – P. 3389-3404.
2. Лютоев А. А. Извлечение эмульгированных примесей нефти из воды при помощи высокодисперсных частиц магнетита / А. А. Лютоев, Ю. Г. Смирнов, И. В. Ивенина // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.* – 2014. – № 4. – С. 40-45.
3. Лютоев А. А. Оценка эффективности очистки пластовых вод от эмульгированных нефтепродуктов с применением системы магнитных частиц и магнитного поля / А. А. Лютоев, Ю. Г. Смирнов, Е. А. Лютоева // *Известия Коми научного центра Уро РАН.* – 2016. – № 1 (25). – С. 68-73.
4. Лютоев А. А. Магнитный сепаратор для очистки вод от эмульгированных частиц нефти [Электронный ресурс] / А. А. Лютоев, И. Ю. Быков, Ю. Г. Смирнов // *Электронный научный журнал Ухтинского государственного технического университета «Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения».* – 2017. – № 3 (09). – С. 5-10. URL: <http://resteo.ru/Lyutoev-9/> (дата обращения: 15 января 2019 г.)
5. Ивенина И. В. Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в процессе очистки воды от эмульгированной нефти / И. В. Ивенина, Ю. Г. Смирнов, А. А. Лютоев, Е. И. Истомина // *Научно-технический вестник Поволжья.* – 2018. – № 7. – С. 24-28.
6. Ивенина И. В. Исследование эффективности извлечения нефти из водонефтяной эмульсии при помощи ферромагнитных наночастиц / И. В. Ивенина, Ю. Г. Смирнов, А. А. Лютоев // *Научно-технический вестник Поволжья.* – 2018. – № 10. – С. 98-101.
7. Ивенина И. В. Метод экспресс-анализа содержания остаточной нефти в воде [Электронный ресурс] / И. В. Ивенина, Ю. Г. Смирнов, А. А. Лютоев // *Электронный научный журнал Ухтинского государственного технического университета «Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения».* – 2018. – № 2 (12). – С. 5-13. URL: <http://resteo.ru/ivenina-12/> (дата обращения: 15 января 2019 г.)

**Методы повышения качества крепления скважин**

Вороник А. М., Каменских С. В., Уляшева Н. М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Один из путей повышения качества крепления обсадных колонн заключается в размещении между буровым и цементным растворами буферной жидкости, которая выполняет ряд важных функций, в частности, разделение промывочной и тампонажной жидкости, разрушение и смыв со стенок скважины фильтрационной корки и т. д. При этом разрушение и смыв сформированной буровым раствором на стенке скважины фильтрационной корки представляет определенные трудности. Механическое удаление фильтрационной корки, особенно при использовании полимер-глинистых и безглинистых буровых растворов, как правило, не дает ожидаемого результата, а ее химическое разрушение осуществить достаточно проблематично.

В работах [1, 2] предлагается использовать в качестве моющей буферной жидкости составы, в которых кроме ПАВ (синтетическое моющее средство), содержатся неорганические соли, способные разрушать полимерную пленку. Использование в качестве буферной жидкости водных растворов неорганических солей известно давно и применяется во многих нефтегазовых регионах [3, 4 и др.]. Использование их с этой целью основывается на физико-химическом воздействии солей на фильтрационную корку, обеспечивающем её «разрыхление» с последующим удалением при движении жидкости в процессе цементирования.

На основании проведенных исследований в работах [1, 2] установлено, что проницаемость фильтрационных корок малоглинистых полимерных буровых растворов увеличивается в большей степени при использовании в качестве буферных жидкостей многокомпонентных систем, в частности:

- 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ( $\text{CaCl}_2$  или  $\text{KCl}$ ) и 0,05-0,1 % НТФ;

- 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ( $\text{CaCl}_2$ , или  $\text{KCl}$ , или  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ) и 0,1-0,2 % Аtren SA.

Одной из существующих проблем при отмывании фильтрационной корки в процессе цементирования является неизбежное смешивание буферной жидкости с буровым раствором, что существенно ухудшает ее отмывающую способность [3-5 и др.]. Понятно, что чем выше процент разбавления буферной жидкости буровым раствором, тем больше потери отмывающей способности. С целью оценки влияния смешивания буферной жидкости и бурового раствора на ее отмывающую способность были проведены лабораторные эксперименты. Суть экспериментов заключалась в определении фильтрационных потерь через сформированные фильтрационные корки буферных жидкостей, смешанных с буровым раствором Optima в концентрациях 25, 50 и 75 %. В результате проведенных экспериментов установлено, что практически все виды буферных жидкостей [1, 2] при смешении с буровым раствором Optima снизили свою отмывающую способность. При этом добавление в буферные жидкости буровых растворов в концентрациях 25, 50, 75 % способствовало снижению фильтрационных потерь в среднем на 10, 30, 60 % соответственно. Практически аналогичные выводы сделаны в работе [5], в которой показано, что поступление в буферную жидкость бурового раствора в концентрациях 25 и 50 % не оказывает значимого влияния на отмывающую способность буфера, 75 % – ухудшает моющую способность. Решение данной проблемы возможно либо добавлением дополнительного буфера, например, технической воды в объеме 1-2 м<sup>3</sup>, либо увеличением объема моющей буферной жидкости. В обоих случаях максимально допустимая длина столба буферной жидкости определяется средним углом наклона ствола в цементируемом интервале и пластовым давлением, которому соответствует наибольшее значение градиента давления в скважине.

Другой более значимой проблемой при отмывании фильтрационной корки в процессе цементирования является время контакта буферной жидкости со стенками скважины,

которое в промысловых условиях чаще всего не превышает 5-10 минут, что может значительно снизить моющую способность буфера.

Усилить отмывающую способность фильтрационных корок в условиях ограниченного времени взаимодействия буферных жидкостей со стенкой скважины можно либо турбулизацией потока, либо увеличением объема буфера, либо добавлением в нее абразивного компонента. Турбулизация потока хоть и является достаточно эффективным способом, дополнительно разрушающим фильтрационную корку, но, к сожалению, в условиях высокопроницаемых горных пород не всегда возможна из-за опасности возникновения поглощений. Увеличение объема буферной жидкости ограничено максимально допустимой высотой столба буфера с целью предупреждения заколонных газонефтеводопроявлений и межпластовых перетоков, но с учетом названного ограничения рекомендуется, чтобы объем моющей буферной жидкости составлял не менее 5-6 м<sup>3</sup>. Поэтому наиболее оптимальным решением усиления отмывающей способности буферных жидкостей в ограниченное время взаимодействия является добавление в буфер абразивного (эрозионного) компонента.

С целью оценки влияния абразивного компонента на отмывающую способность буферных жидкостей был проведен ряд экспериментов. В качестве эрозионного материала использовалось гранулированное пеностекло (ГПС) дисперсностью 0,25-0,5 мкм в различных концентрациях (2,5, 5,0, 7,5 и 10,0 %).

Эксперименты проводились в три этапа. Первый этап заключался в приготовлении буровых растворов (Poly Plus, Boremax, Optima) и формировании на фильтропрессе фильтрационных корок при давлении 0,7 МПа в течение 30 мин. Второй этап включал в себя приготовление буфера (0,5 % КМЦ, 0,1 % НТФ и 10 % CaCl<sub>2</sub>), который помещали в цилиндр со сформированной коркой. Затем с помощью лабораторного перемешивателя при частоте вращения 1000 об/мин. (1,6 м/с) в течение 5 мин. имитировалось течение буфера по стволу скважины. Третий этап заключался в определении фильтрационных потерь воды через сформированные корки, обработанные моюще-эрозионной буферной жидкостью (МЭБЖ). При этом интенсивность разрушения корок оценивалась косвенно по изменению объема отфильтровавшейся воды.

Проведенные исследования позволили выявить оптимальные концентрации ГПС в составе буферной жидкости (0,5 % КМЦ, 0,1 % НТФ и 10 % CaCl<sub>2</sub>) для различных типов буровых растворов: Poly Plus, Boremax, Optima. Согласно полученным результатам исследований сделаны следующие выводы.

1) Значительное увеличение фильтрации воды после моюще-абразивного воздействия на фильтрационные корки, полученные из буровых растворов Poly Plus и Boremax, объясняется зависимостью проницаемости фильтрационной корки от соотношения коллоидной составляющей бурового раствора и грубодисперсного материала (ГПС). За счет эрозионных и коагуляционных процессов происходит частичное разрушение корки и появляется пространство между вновь образованными агрегатами. Это пространство во время опыта заполняется гранулами пеностекла, за счет чего происходит закупорка пор и уменьшение показателя фильтрации, а концентрация ГПС в 50 кг/м<sup>3</sup> для данных компонентных составов МЭБЖ является оптимальной.

2) Наибольший показатель фильтрации при исследовании фильтрационных корок из бурового раствора Optima наблюдается при концентрации 100 кг/м<sup>3</sup> ГПС в МЭБЖ. Это указывает на то, что при 30 кг/м<sup>3</sup> глинистого материала в составе бурового раствора Optima и с учетом соотношения двух концентраций, используемых материалов, достигается наибольший эффект абразивного воздействия как эрозионного материала.

С целью оценки скорости течения буферной жидкости на отмывающую способность буфера были проведены лабораторные эксперименты, суть которых заключалась в следующем.

Приготавливались буровые растворы (Optima, Poly Plus, Boremax) и на фильтропрессе формировались фильтрационные корки при давлении 0,7 МПа в течение 30 минут, после чего они взвешивались.

Приготавливались буферные жидкости (0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ( $\text{CaCl}_2$  и  $\text{KCl}$ ) и 0,1 % НТФ), которые помещали в цилиндр со сформированной фильтрационной коркой. Затем с помощью лабораторного перемешивателя при различных частотах вращения, соответствующих линейным скоростям 1,0, 2,2 и 4,7 м/с, в течение 5 и 10 минут имитировалось течение буферной жидкости по стволу скважины. После этого фильтрационные корки снова взвешивались.

В результате проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Увеличение скорости движения буферной жидкости с 1,0 до 2,2 м/с способствует уменьшению массы фильтрационной корки как за 5, так и за 10 минут в среднем на 20 и 17 % при использовании в составе буфера  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{KCl}$  соответственно. Повышение скорости течения буфера с 2,2 до 4,7 м/с приводит к снижению массы фильтрационной корки за 5 и 10 минут в среднем на 11 % как при использовании в составе буферной жидкости  $\text{CaCl}_2$ , так и  $\text{KCl}$ .

2. Увеличение времени воздействия буферной жидкости на фильтрационную корку с 5 до 10 минут приводит к уменьшению массы корки в среднем на 12 и 11 % при использовании в составе буфера  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{KCl}$  соответственно.

В целом, на основании проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Установлено, что поступление в буферную жидкость бурового раствора в концентрациях 25 и 50 % при их смешивании не оказывает значимого влияния на отмывающую способность буфера, 75 % – значительно снижает моющую способность. Поэтому рекомендуется использовать моющую буферную жидкость в объеме не менее 5-6 м<sup>3</sup>, но с обязательным учетом максимально допустимой высоты столба буфера с целью предупреждения заколонных проявлений и межпластовых перетоков.

2. Добавление в состав моющей буферной жидкости абразивного материала (ГПС) увеличивает отмывающую способность буфера. При этом при использовании растворов Poly Plus и Vogemax оптимальная концентрация гранулированного пеностекла составляет 5 %, Optima – 10 %.

3. Увеличение скорости движения буферной жидкости с 1,0 до 2,2 м/с способствует уменьшению массы фильтрационной корки в среднем на 18,5 %, повышение скорости течения буфера с 2,2 до 4,7 м/с – снижению массы корки в среднем на 11 %. Увеличение времени воздействия буферной жидкости на фильтрационную корку с 5 до 10 минут приводит к уменьшению массы корки в среднем на 11,5 %.

#### Библиографический список

1. Каменских С. В. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 3. – С. 21-26.
2. Каменских С. В. Оценка и анализ отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Булатовские чтения: материалы II международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / под общ. ред. доктора техн. наук, проф. О. В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом-Юг. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2018. – С. 140-145.
3. Ашрафьян М. О. Повышение качества разобщения пластов в глубоких скважинах / М. О. Ашрафьян. – М.: Недра, 1989. – 228 с.
4. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов. – 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
5. Мунзаров Т. И. Оценка изменения качества буферных жидкостей при их смешении с буровым раствором / Т. И. Мунзаров, Т. Р. Лутфуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 265-268.

## Проблемы триботехники и методы снижения трения в тяжело нагруженных парах

Кирдяйкин И. Д. (ilyakird@gmail.com), Быков И. Ю., Бобылева Т. В.  
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Триботехника занимается изучением контактного взаимодействия твердых тел, при их относительном движении, охватывающая весь комплекс вопросов трения, изнашивания и смазки машин. Сегодня с трением связана одна из самых острых проблем современности – износ машин и механизмов. Затраты на восстановление машин в результате износа огромны и с каждым годом увеличиваются. Удлинение срока службы машин и оборудования даже в небольшой степени равноценно вводу новых производственных мощностей.

Актуальные проблемы триботехники:

- создание «безыносных» узлов трения машин;
- защита деталей от водородного изнашивания;
- расширение применения финишной антифрикционной безабразивной обработки трущихся деталей;
- совершенствование смазывания деталей.

Остановимся на проблеме создания «безыносных» узлов трения машин.

Доктор технических наук, профессор Д. Н. Гаркунов и доктор технических наук, профессор И. В. Крагельский (Институт машиноведения) открыли ранее неизвестное явление избирательного переноса при трении – эффект безыносности. Сущность его состоит в следующем: в паре трения сталь-медь, сталь-бронза или сталь-латунь из твердого раствора благодаря разрушению межатомных связей выделяется медь. Выделившаяся чистая медь переносится на поверхность стали в виде слоя толщиной около тысячной доли миллиметра. Образовавшийся тончайший слой не уносится из зоны контакта, а переходит с одной поверхности трения на другую, что снижает  $K_{тр}$  (коэффициент трения). На рисунке 1 представлена схема эффекта безыносности, с принципом действия избирательного переноса.

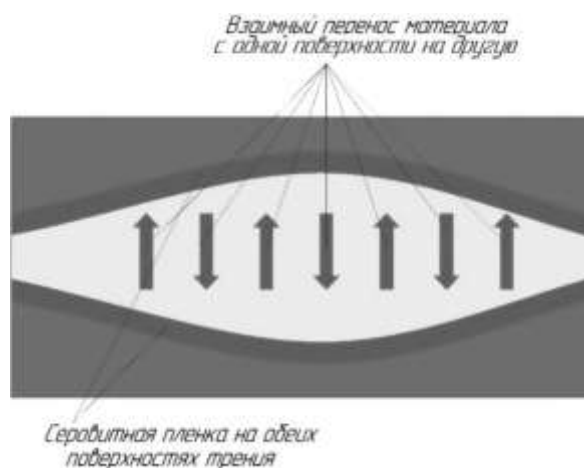


Рисунок 1. Схема эффекта безыносности

Одна из исследовательских работ по созданию «безыносного» узла трения была проведена профессором М. В. Голубом. Проведенный автором анализ отказов нефтепромыслового оборудования, в частности насосов магистрального нефтепровода, показал, что 50-60 % вынужденных остановок происходит из-за износа пар трения торцевых уплотнений.

Созданный М. В. Голубом материал ТМ-1 в первую очередь был применен для повышения срока службы мощных насосов трубопроводного транспорта и насосов закачки воды в нефтяной пласт. Материал получают путем спекания смеси разнозернистых порошков карбидов вольфрама и кобальта с одновременной их пропиткой медно-



никелевыми сплавами в водородной среде. Кобальт и никель обеспечивают прочное сцепление зерен карбидов вольфрама вследствие хорошей растворимости вольфрама в этих металлах. Медь, рассеянная по микропорам сплава, в условиях трения создает предпосылки для возникновения ИП (избирательный перенос) при работе пар трения в нефти и воде.

Сущность способа рассмотрим на примере изготовления контактного кольца торцевого уплотнения (рисунок 2).

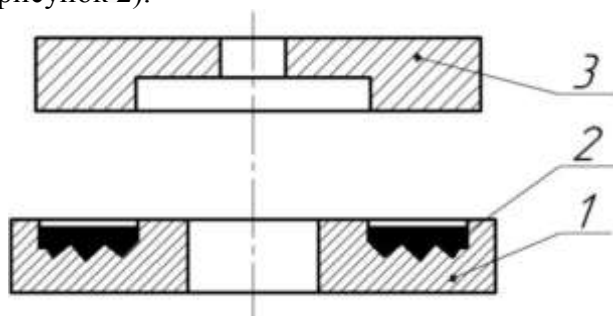


Рисунок 2. Схема прессования шихты в кольцевом пазу заготовки:

1 – стальная заготовка; 2 – шихта; 3 – пуансон

В стальной заготовке 1 делают кольцевую канавку, обеспечивающую размеры контактной поверхности. Для лучшего сцепления износостойкого материала со стальной заготовкой основание канавки выполняют рифленным. В канавку равномерным слоем засыпают шихту 2, состоящую из порошков карбидов металлов, которую затем прессуют пуансоном 3.

На поверхность непрессованного слоя равномерно укладывают пропиточный сплав на медной основе. Подготовленную заготовку помещают в электропечь, где в восстановительной (водородной) или нейтральной (в вакууме) среде происходит спекание, пропитка, припайвание спрессованного слоя. При этом образуется надежный припой к стальной заготовке композиционного материала, который имеет твердость, близкую к твердости введенных карбидов, достаточную прочность, высокую теплопроводность и антифрикционность, обусловленные свойствами пропиточного и связующего материала. Охлажденную заготовку детали подвергают окончательной механической обработке, а поверхность трения шлифуется и притирается.

Испытаниями установлено, что при работе пар трения ТМ-1 по ТМ-1 и ТМ-1 по бронзе БрОЦС в дизельном топливе и нефти имеет место режим избирательного переноса, характеризующийся сравнительно низким коэффициентом трения в довольно широком диапазоне нагружения контактной пары. Режим избирательного переноса фиксировался по высокой нагрузочной способности пары трения, а также по визуально наблюдаемой на рабочей поверхности колец пленке образовавшегося тонкого слоя меди. Пленка меди подвергалась рентгенографическому анализу. Анализ подтвердил наличие меди на поверхностях трения колец. В промышленных условиях пару трения сталь с цементированной контактной поверхностью по бронзе БрОЦС применять не следует ввиду наличия в перекачиваемых нефтях механических примесей, которые, внедряясь в более мягкий материал, приводят к абразивному износу и выходу пары из строя. На рисунке 3 представлены результаты испытаний по оценке износа двух пар трения при смазке нефтью.

Пара трения ТМ-1 (1) по ТМ-1 (2) практически не изнашивается в широком диапазоне нагружения при скоростях скольжения до 25 м/с, в то время как пара трения сталь по бронзе имеет катастрофический износ при нагрузках более 0,4 МПа.

Применение материала ТМ-1 в узлах уплотнений нефтепромыслового оборудования позволило увеличить долговечность уплотнений до 10000 ч., что в 4-5 раз больше в сравнении с парами трения сталь по углеграфиту (1500-2000 ч.)

Для увеличения долговечности щелевых уплотнений рабочих колес секционных насосов в зоне их средней ступени была установлена радиальная опора с износостойкими контактными поверхностями (рисунок 4).

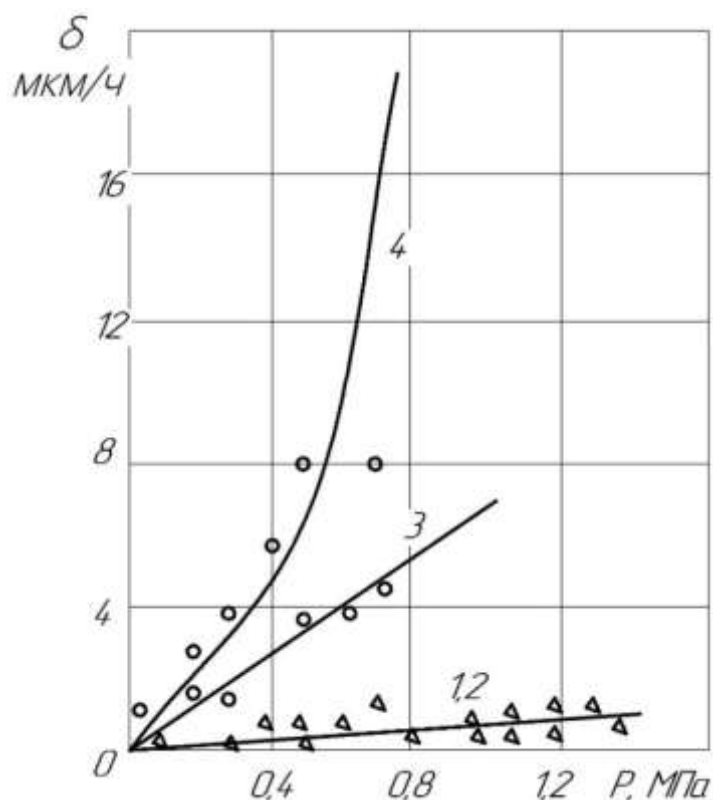


Рисунок 3. Зависимость скорости изнашивания в нефти колец пар трения от нагрузки: 1, 2 – материал ТМ1 (1) по ТМ1 (2); 3, 4 – сталь 16ХПГА с цементированной контактной поверхностью (3); по бронзе ОЦС (4)

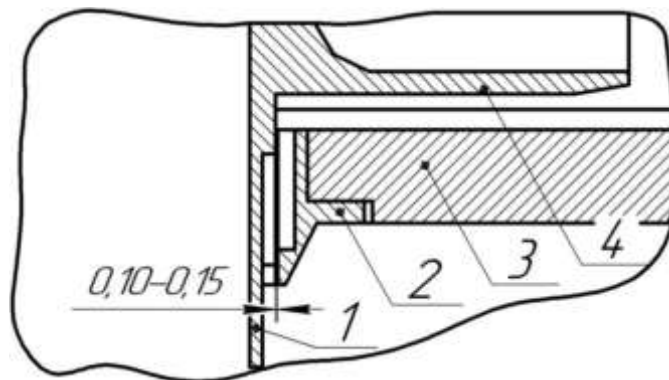


Рисунок 4. Промежуточная опора центробежного насоса: 1 – ступица рабочего колеса, наплавленная материалом ТМ1; 2 – уплотнительное кольцо, наплавленное ТМ1; 3 – направляющий аппарат; 4 – рабочее колесо

При вращении рабочего колеса (4) уплотнительное кольцо (2) в паре трения со ступицей рабочего колеса (1) образуется ИП, способствующий увеличению КПД насоса на 25-30 %. Ниже приведена диаграмма распределения отказов центробежного насоса ЦН-200х75М, из которой видно, что преимущественно центробежные насосы при перекачки нефтей по магистральным нефтепроводам подвержены наибольшему износу в торцевых уплотнениях. На рисунке 5 представлена диаграмма распределения отказов центробежного насоса ЦН-200х-75М.

Дальнейшее развитие работ по созданию практически неизнашиваемых узлов трения машин, оборудования и приборов с использованием ИП – одна из важнейших задач современной триботехники.

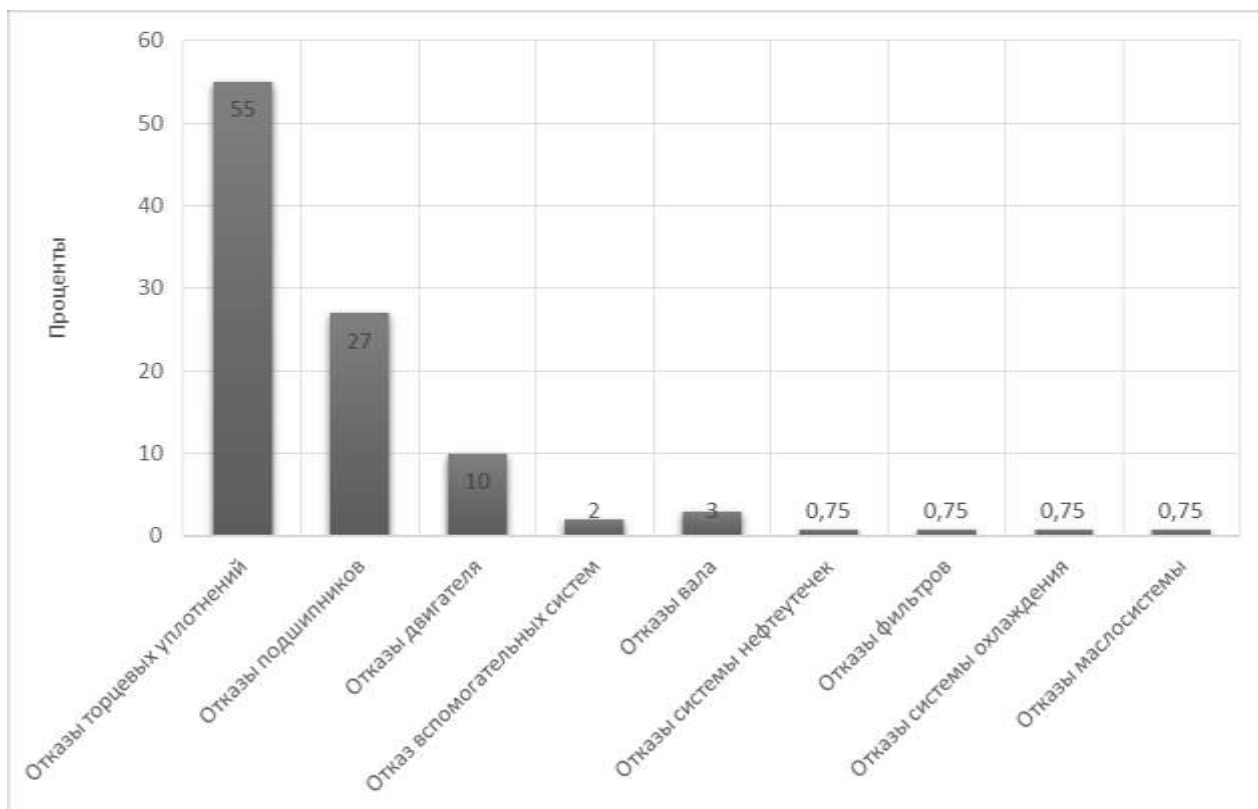


Рисунок 5. Диаграмма распределения отказов центробежного насоса ЦН-200x75М

#### Библиографический список

1. Гаркунов Д. Н. Трeботехника (износ и бызызносность): учебник / Д. Н. Гаркунов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МСХА, 2001. – 616 с.: ил.
2. Гаркунов Д. Н. Триботехника (конструирование, изготовление и эксплуатация машин): учебник / Д. Н. Гаркунов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МСХА, 2002. – 632 с.: ил.
3. Лабораторные испытания материалов на трение и износ / В. В. Гриб, Г. Е. Лазарев. – М.: Наука, 1968. – С. 141.

УДК 622.32:539.4.013.3:620.179.17

#### **Применение нетепловых пассивных методов диагностики для выявления зон концентрации напряжений в сосудах работающих под давлением**

Коновалов В. И., Борейко Д. А., Москалева Е. М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Анализ опыта применения нетепловых пассивных методов диагностики в нефтегазовой промышленности, изложенного в трудах таких ученых и специалистов как А. А. Дубов, В. В. Клюев, Е. А. Богданов, Н. А. Семашко, В. Т. Власов, Р. Tscheliesnig, А. Pollock и др. показывает, что пассивные методы неразрушающей диагностики, в частности нетепловой природы – акустической эмиссии (АЭ) и эффект рассеяния магнитного потока (Magnetic Flux Leakage, MFL), прерогативой которых является констатация зарождения и развития локальных зон концентрации напряжений (ЗКН), обеспечивают возможность регулярного контроля надлежащего технического состояния опасных производственных объектов. Однако установлено, что оценка опасности ЗКН пока несовершенна, а взаимосвязь параметров методов АЭ и MFL, основанных на деформационной перестройке структуры металла, изучена недостаточно.

Установлено, что явления АЭ и MFL имеют единую физическую природу, основанную на изменении структурно–механического состояния атомной решетки металла под воздействием внешних деформационных сил, что сопровождается импульсным

высвобождением внутренней энергии в виде акустических сигналов и формированием зон остаточной намагниченности, представляющих собой признаки зарождающихся или развивающихся структурных дефектов, уровень опасности которых определяется количественной взаимосвязью этих энергетических явлений. При этом показано, что уровень внутренней энергетике при перестройке структуры материала под воздействием внешних деформационных сил оценивается параметром амплитуды АЭ сигнала ( $A$ , дБ), порождаемого нарушением атомных связей кристалла, и магнитным коэффициентом интенсивности остаточных напряжений ( $K_{ин.м.}$ ,  $A/m^2$ ), возникающих в результате формирования собственного магнитного поля рассеяния (СМПП) в точке зарождения акустической эмиссии.

Анализ действующих нормативных документов показал поступательное развитие алгоритмических подходов по совершенствованию порядка и приемов диагностирования с использованием нетепловых пассивных методов диагностики. Однако существующие алгоритмы до настоящего времени не учитывают природных реалий при постановке компьютерного моделирования и синергетики прогнозирования ЗКН и остаточного ресурса при совместном и последовательном применении методов АЭ и MFL для обследования объекта диагностирования. Механизм взаимодействия этих методов остается до настоящего времени изученным недостаточно, что предопределяет актуальность проведения исследований в области повышения эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики.

С учетом результатов проведенного анализа предлагается усовершенствованный алгоритм методики технического диагностирования для оценки НДС промышленных конструкций и их остаточного ресурса в условиях воздействия эксплуатационных нагрузок. Предлагаемый алгоритм показан на рисунке 1.

В предложенном алгоритме учтены достоинства и недостатки существующих методик. В частности, алгоритм включает в себя обязательное применение имитационного компьютерного моделирования, последовательное применение методов АЭ и MFL, а также расчетно-экспертную оценку близости ЗКН к предельному состоянию по совместным параметрам этих методов.

Для реализации алгоритма был сформирован и обоснован комплекс методик для оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций, который включает методику визуального и измерительного контроля для осмотра поверхности объекта исследования с целью выявления видимых дефектов и отклонений от нормы, которые должны быть учтены при проведении испытаний или эксплуатации; методику определения толщины стенки элементов объекта исследования для оценки её соответствия заданным требованиям нормативно-технической документации; методику определения твердости материала объекта исследования для первичной оценки фактических механических характеристик с целью установления соответствия качества материалов требованиям ГОСТ; методику определения элементного состава материала для идентификации заведомо неизвестной марки стали, из которой изготовлены элементы объекта; методику определения прочностных характеристик металла в соответствии с ГОСТ 22761–77 по результатам твердомерии; методику АЭ испытаний для определения координат и мониторинга развития источников АЭ; методику оценки напряженного состояния методом MFL для количественной оценки уровня остаточных напряжений в зонах активности АЭ с целью определения предельного состояния металла этих зон. Научно обоснованная достоверность результатов измерений, а также репрезентативность получаемых данных на этапе планирования эксперимента обеспечиваются методикой обработки результатов исследований статистическими методами.

Каждому натурному испытанию предшествовало имитационное компьютерное моделирование, основной задачей которого является оценка безопасности последующего проведения статических испытаний конструкций на основе фактических измерений толщин стенок и механических характеристик материалов, а также для определения рациональных исходных параметров (нагрузки, давления и т. д.), необходимых для проведения испытаний.

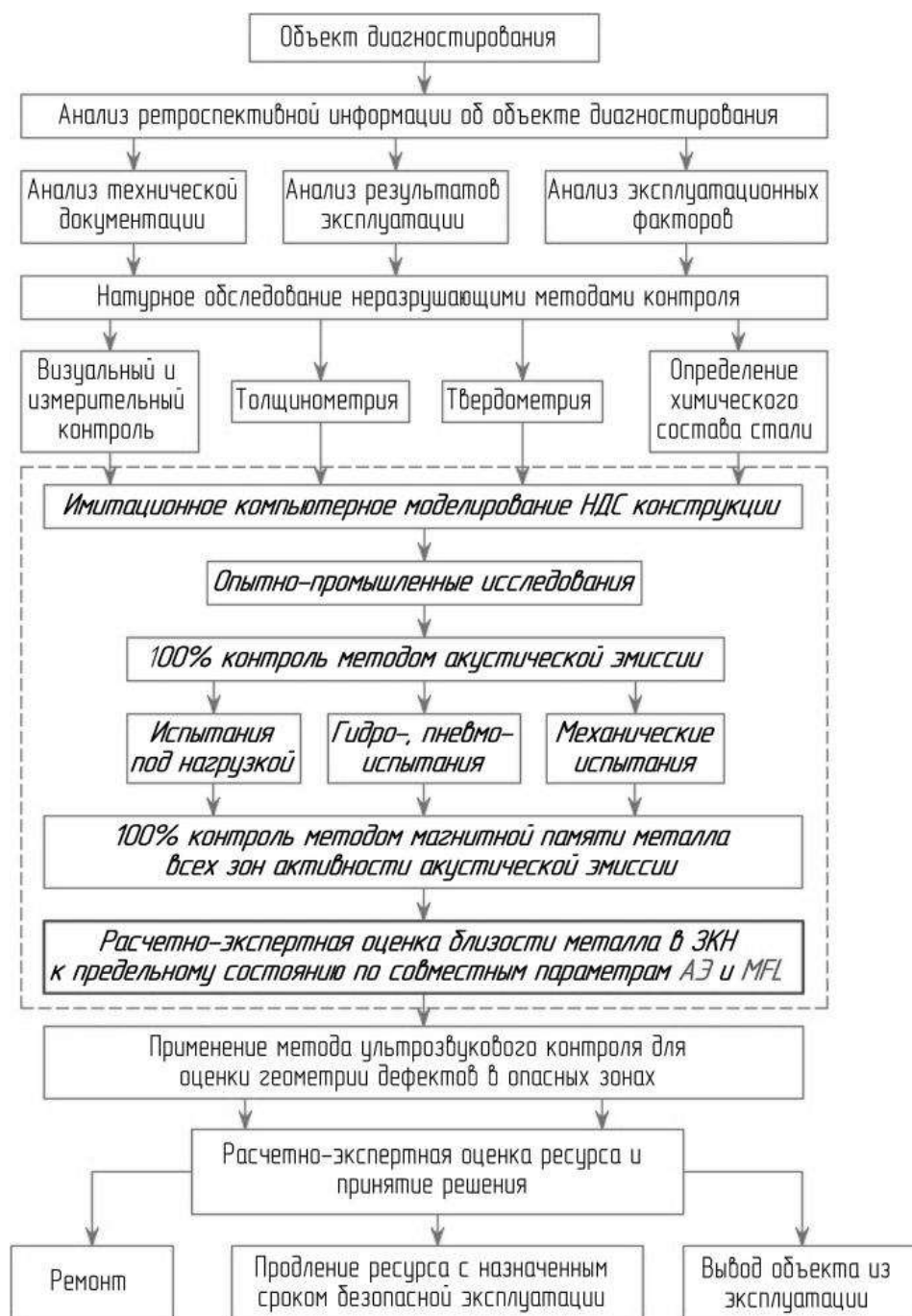


Рисунок 1. Усовершенствованный алгоритм оценки технического состояния по результатам диагностики нетепловыми пассивными методами диагностики

Процесс моделирования объектов исследования осуществляется в системе КОМПАС-3D v15, исследование НДС компьютерных моделей осуществляется средствами специализированных расчетных модулей, реализующих метод конечных элементов (МКЭ) – APM FEM и SolidWorks Simulation. Объектом моделирования послужила оболочковая конструкция газоконденсатной разделительной емкости.

Оболочковая конструкция газоконденсатной разделительной емкости на рабочее давление  $P_{\text{раб}}=6$  МПа. Учитывая текущее техническое состояние объекта, осложненное утончением металла обечайки, задачей моделирования является оценка возможности проведения гидравлических испытаний с паспортным испытательным давлением  $P_{\text{исп}}=7,5$  МПа, либо установление максимально допустимого давления, при котором обеспечивается запас прочности  $n_{\text{ст}}$  не менее 1,2 (20 %).

В результате анализа установлено, что статические испытания рекомендуется производить

при максимальном испытательном давлении не более 7,0 МПа. В этом случае обеспечивается запас прочности  $n_{\sigma T}=1,19$  (рисунок 2).

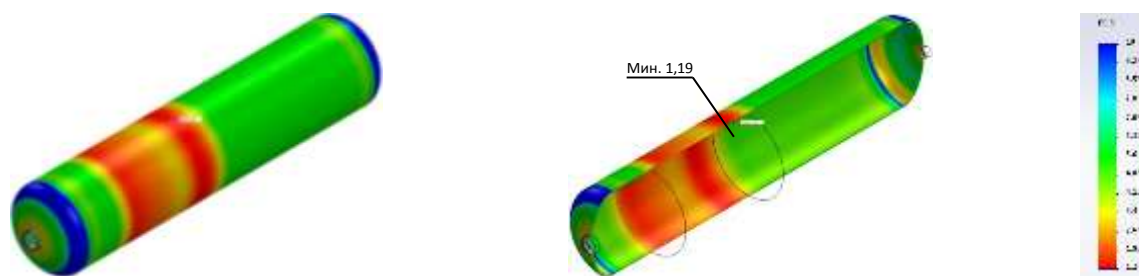


Рисунок 2. Ката распределения коэффициента запаса  $n_{\sigma T}$  при  $P = 7,0$  Мпа

Также нами были проведены лабораторные исследования параметров методов АЭ и MFL. В процессе исследований фиксируются параметры АЭ-сигналов и СМПР, измеряемых по методу MFL. Произведенные измерения позволили установить взаимосвязь между параметром изменения среднего градиента напряженности СМПР ( $\Delta K_{ин.м.}$ ) и средней амплитудой АЭ-сигналов ( $A_{cp}$ ) в зоне сквозных отверстий испытуемых образцов за цикл их нагружения (отверстия имитируют дефекты в образцах).

Представлены результаты опытно-промышленной апробации предложенного алгоритма для оценки технического состояния оболочковой конструкции на примере газоконденсатной разделительной емкости. Исследования заключались в статических АЭ-испытаниях для определения и классификации по амплитудному критерию источников АЭ, которые затем сканировались методом МПМ. Известная методика профессора А. А. Дубова, позволяет определить фактический ( $m_{\phi}$ ) и предельный ( $m_{пр}$ ) магнитные показатели деформационной способности металла, а также аналогичные параметры, которые учитывают механические свойства металла ( $b_{\phi}$  и  $b_{пр}$ ), которые используются для прогнозирования остаточного ресурса ЗКН. При этом отношение параметров  $b_{пр}/b_{\phi}$  можно представить как коэффициент запаса  $K_{пр.маг.}$  деформационной способности материала по предельному магнитному состоянию металла в зонах выявленных источников АЭ. Тогда из известного положения теории подобия учитывают механические свойства металла ( $b_{\phi}$  и  $b_{пр}$ ), которые используются для прогнозирования остаточного ресурса ЗКН. При этом отношение параметров  $b_{пр}/b_{\phi}$  можно представить как коэффициент запаса  $K_{пр.маг.}$  деформационной способности материала по предельному магнитному состоянию металла в зонах выявленных источников АЭ. Тогда из известного положения теории подобия:

$$\frac{T_{пр}}{T_{\phi}} = \frac{b_{пр}}{b_{\phi}} = K_{пр.маг.} \quad (1)$$

где  $T_{пр}$  – время развития структурного дефекта до предельного состояния, годы;

$T_{\phi}$  – фактическое время деформационного воздействия на структурный дефект между последними определениями параметров  $b_{пр}$  и  $b_{\phi}$ , годы.

При этом остаточный ресурс  $T_{ост}$  до разрушения дефекта определится как разность между значениями  $T_{пр}$  и  $T_{\phi}$ . С учетом (2) и простых преобразований это условие может быть представлено в виде:

$$T_{ост} = T_{\phi} \cdot (K_{пр.маг.} - 1). \quad (2)$$

Произведены исследования технического состояния оболочковой конструкции газоконденсатной разделительной емкости. При этом предельное давление испытания определялось, как и в предыдущем случае, методом имитационного моделирования. В результате испытаний выявлено 12 источников АЭ, из которых 6 катастрофически и 2 критически активных по амплитудному критерию.

По методу MFL в 10 источниках АЭ из 12 обнаружены зоны концентрации остаточных напряжений. Далее по аналогии проводится анализ результатов исследований по методам АЭ и МПМ:

1. Определяются коэффициент запаса  $K_{\text{пр.маг.}}$  деформационной способности металла по формуле (1). Так, источник И11 (рисунок 3) имеет наименьший коэффициент запаса  $K_{\text{пр.маг.}}$ :

$$K_{\text{пр.маг.}} = \frac{1,517}{1,442} = 1,052. \quad (3)$$

2. Остаточный ресурс по формуле (2), имея в виду, что время фактической эксплуатации емкости на момент исследований  $T_{\text{ф}} = 34$  года. Для источника И11 остаточный ресурс составил:

$$T_{\text{ост}} = 34 \cdot (1,052 - 1) = 1,77 \text{ года}. \quad (4)$$

3. Также установлено, что, коэффициент запаса  $K_{\text{пр.маг.}}$  имеет линейную зависимость от средней фактической амплитуды  $A_{\text{ср.ф.}}$  сигналов от источников АЭ (см. рисунок 3). Характер этой зависимости имеет вид:

$$K_{\text{пр.маг.}} = -0,0267 \cdot A_{\text{ср.ф.}} + 3,3751. \quad (5)$$

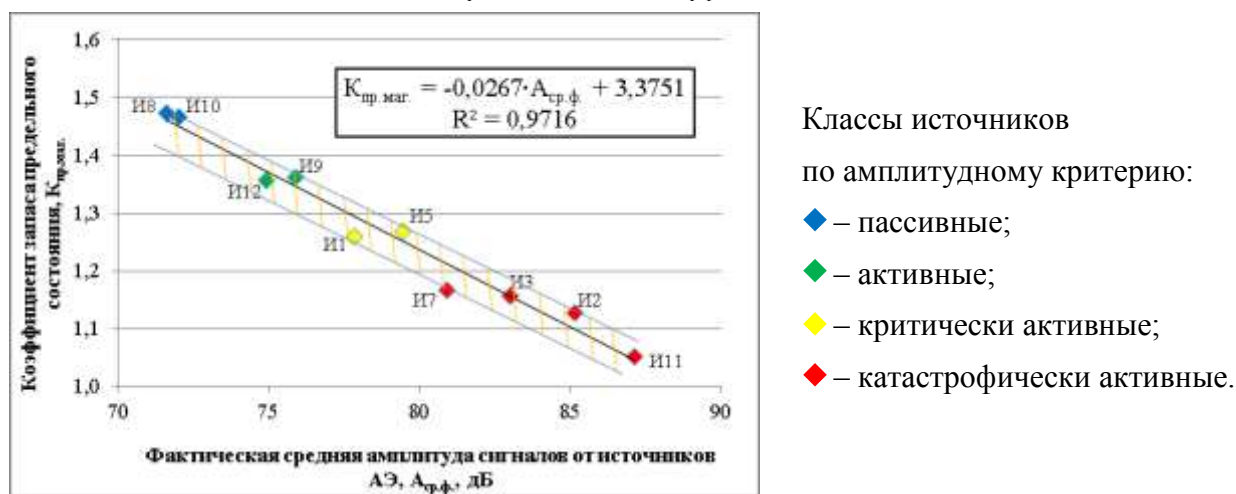


Рисунок 3. Зависимость коэффициента запаса предельного состояния от средней амплитуды сигналов АЭ: И1...И12 – обозначение источников АЭ

4. Приравняв выражение к единице и решив его относительно  $A_{\text{ср.ф.}}$ , получим значение предельной средней амплитуды источников АЭ для металла оболочковой конструкции емкости, которая составила:

$$A_{\text{ср.пр.}} = \frac{3,3751 - 1}{0,0267} = 89 \text{ дБ}.$$

5. Таким образом, используя алгоритм обработки данных по аналогии с исследованиями решетчатой конструкции, получаем уточненные значения остаточного ресурса для каждого источника АЭ по совместным результатам исследований объекта методами АЭ и МПМ. По формуле (6) определяем коэффициент  $K_{\text{пр.амп.}}$  запаса амплитуды источников АЭ. Для источника И11 он составил:

$$K_{\text{пр.амп.}} = \frac{89}{87} = 1,021.$$

6. Окончательно рассчитываем остаточный ресурс по запасу амплитуды источников АЭ. Так, для наиболее опасного источника И11 (см. рисунок 3) остаточный ресурс по запасу его амплитуды составил:

$$T_{\text{ост}} = 34 \cdot (1,021 - 1) = 0,71 \text{ года}.$$

Для сравнения, ресурс, полученный по магнитным параметрам (формула 9) оказался почти на 60 % больше. Для других опасных источников АЭ остаточный ресурс находится в диапазоне от 1,5 до 3,4 года, для остальных – от 4 до 8,2 года. В целом полученные результаты исследования оболочковой конструкции газоконденсатной разделительной емкости, полученные по методу соотношения амплитуд, оказались более консервативны, чем

по магнитным параметрам. Это свидетельствует о достоверности полученных результатов и универсальности разработанной методики, которую можно применять в качестве одного из современных инструментов при проведении экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли.

По результатам проведенных испытаний и исследований можно заключить, что при диагностировании объектов с осложненным техническим состоянием совместное применение нетепловых пассивных методов АЭ и MFL с целью оценки остаточного ресурса по алгоритму, предложенному в настоящей работе, является перспективным.

Полученные результаты также свидетельствуют, что следует продолжить исследования деформационного поведения распространенных конструкционных материалов, таких как сталь 16ГС, из которой изготовлена газоконденсатная разделительная ёмкость, а также стали 09Г2С, из которой изготовлено большинство элементов и конструкций нефтегазового оборудования. Проведенные промышленные испытания являются основой для развития нового научного направления в разработке новых диагностических методик, основанных на фундаментальных зависимостях нетепловых пассивных методов диагностики. Именно такая цель поставлена в рамках фундаментальных исследований, поддержанных Российским фондом фундаментальных исследований (РФФИ) в рамках научного проекта № 18-38-00136 мол\_а.

Библиографический список

1. Борейко Д. А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Борейко Дмитрий Андреевич. – Ухта: УГТУ. – 2015. – 22 с.
2. ГОСТ Р 52330-2005. Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования. – Введ. 2005-09-01. – М.: Стандартинформ, 2005. – 7 с.

УДК 539.3: 669.295.24

### **Использование материалов с эффектом памяти формы в силовом оборудовании для машиностроительной области**

Коновалов М. Н., Власов В. П., Кучерявый В. И., Савич В. Л., Крючков С. В.  
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

В настоящее время новые материалы все чаще и чаще применяются в различных отраслях и сферах деятельности для различных машин, механизмов, рабочих элементов. Одним из таких материалов является материал с эффектом памяти формы (ЭПФ) [5]. Ранее рассматривалось их применение в лесозаготовительной отрасли в качестве силового привода лесозаготовительного оборудования [4]. В данной работе предлагается их применение в нефтяной и газовой промышленности, так как различные грузоподъемные машины и механизмы широко используются в данных отраслях. С целью повышения их надежности и работоспособности предлагается применять силовые приводы с применением материалов с эффектом памяти формы [1, 2, 3].

В дальнейшем этот эффект может быть реализован как в разгруженном, так и в нагруженном состояниях. Наибольший интерес с практической точки зрения представляет случай, когда внешнее воздействие на рабочее тело из материала с ЭПФ образуется за счет линейно-упругого элемента [4]. Таким образом, ЭПФ, который реализуется в процессе термоциклирования, приведет к генерации напряжений и усилий в элементах. За основу способов расчета положены классические методы сопротивления материалов в сочетании с общими представлениями об обратимом характере изменения деформации и фазы при обратимых мартенситных переходах (ОМП). В математическом плане эти методы весьма просты. Что позволяет надеяться на их широкое применение в различных инженерно-



технических разработках практически в любой отрасли [4].

В качестве альтернативы классическому гидроприводу можно рассматривать автономный механический привод с ЭПФ (гидроцилиндр или гидродомкрат).

Для расчета основных силовых и геометрических параметров представлена схема нагружения на рисунке 1, где схематически показаны трубка из материала с ЭПФ (рабочее тело  $T_3$ ), и пружина  $\Pi_0$  (пружина с линейно-упругими свойствами, выполняющая роль упругого контртела), заневоленные двумя жесткими заделками. Если предположить, что пружина имеет малый угол наклона витков  $\alpha \ll 1$ , то можно считать, что пространственный стержень, образующий пружину, функционирует в условиях кручения.

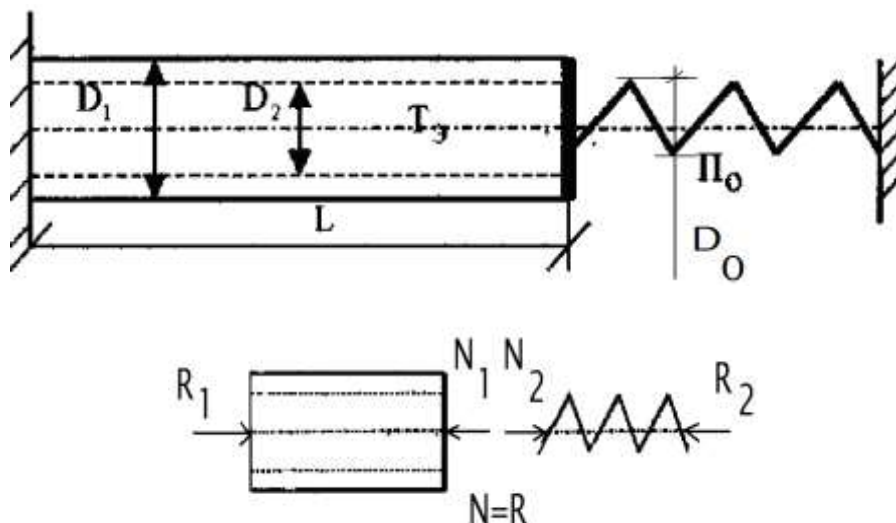


Рисунок 1. Расчетная схема нагружения:  $T_3$  – трубка из материала с ЭПФ,

$\Pi_0$  – упругое контртело

Для расчета используем ранее выведенные формулы [4]:

$$K_1 = \frac{Gd_0^4 L}{2\pi(D_2^2 - D_1^2)D_0^3 n_0} \quad (1)$$

$$N = \frac{\sigma_p \pi (D_1^2 - D_2^2)}{4} \quad (2)$$

$$\lambda = \frac{\sigma_{\max} \cdot L}{K_1 + \frac{\sigma_{\max}}{\varepsilon_{\max}}} \quad (3)$$

где  $K_1$  – жесткость противодействия;

$D_0, d_0, n_0$  – стандартные параметры линейно-упругой пружины, наружный диаметр, внутренний диаметр, м, количество витков соответственно;

$G$  – модуль сдвига материала, из которого выполнена  $\Pi_0$  – линейно упругая пружина (упругое контртело), Па;

$D_1$  и  $D_2$  – внешний и внутренний диаметр трубки с ЭПФ соответственно, м;

$N$  – осевая сила, Н;

$L$  – длина трубки с ЭПФ, м;

$\lambda$  – упругая податливость пружины, м.

Величина  $\sigma_{\max}$  показывает максимальный уровень возникающих напряжений, которые отвечают бесконечной жесткости противодействия упругого контртела, а  $\varepsilon_{\max}$  –

величина деформации, обусловленной ЭПФ в свободном состоянии после термоциклирования под нагрузкой.  $\sigma_{\max}$  и  $\epsilon_{\max}$  – величины экспериментальные, и наряду с модулем сдвига  $G$ , также относятся к базовым механическим параметрам решаемой задачи.

На рисунке 2 приведена схема предлагаемого силового гидроцилиндра. Для разработки и проектирования технических устройств нового типа, можно использовать сплавы, которые работают на изгиб, растяжение, сжатие и кручение. Причем сплавы с ЭПФ, работающие на растяжение или сжатие позволяют создавать большие усилия, однако их перемещения будут относительно небольшими. Для создания в этом случае больших перемещений потребуется сплав достаточно большой длины, либо дополнительный механизм трансформации перемещений.

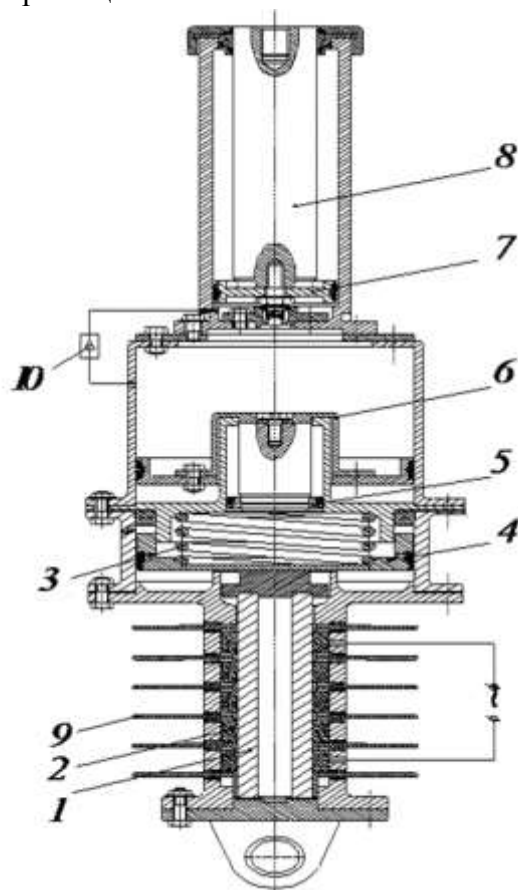


Рисунок 2. Схема силового гидроцилиндра одностороннего действия на базе металлов с ЭПФ: 1 – рабочий элемент из материала с ЭПФ, 2 – нагревательный элемент, 3 – упругое контртело (пружина), 4 – поршень приводной гидроцилиндра (гидродомкрата), 5 – поршень гидроцилиндра (гидродомкрата – малый), 6 – нагнетательный поршень, 7 – исполнительный поршень, 8 – шток исполнительного гидроцилиндра, 9 – ребра охлаждения, 10 – клапан на электроуправлении (для возврата синтетической жидкости под действием веса технологического оборудования)

В данном примере для трансформации перемещений и усилий в конструкции силового привода применен гидроцилиндр или гидродомкрат [1, 2, 3].

Принцип работы заключается в следующем: рабочий элемент (трубка из материала с ЭПФ) 1 нагревается за счет нагревательного прибора 2, создавая работу (усилие). Давление которое образуется в напорной полости через гидродомкрат воздействует на поршень исполнительного гидроцилиндра 7, таким образом создается необходимое осевое усилие  $Z$  и перемещение  $S$  штока 8. Далее синтетическая гидрожидкость возвращается при срабатывании обратного клапана на электроуправлении 10 под действием внешней силы на шток от веса груза (домкрат, аутригер, пресс), технологического оборудования (привод манипулятора) или от пружины, работающей на растяжение, которая может устанавливаться

в исполнительной части гидроцилиндра (грейфер). Скорость работы исполнительного силового гидроцилиндра напрямую зависит от интенсивности нагрева и охлаждения рабочего элемента из материала с ЭПФ.

Исходные данные по материалу с ЭПФ [5]:

$$\sigma_{\max} = 600-800 \text{ МПа};$$

$$\sigma_p = 200 \text{ МПа};$$

$$\varepsilon_{\max} = 5-10 \%; G = 8 \cdot 10^{10} \text{ Па}.$$

Усилие гидроцилиндра  $Z$  на базе материалов с ЭПФ, Н:

$$Z = \frac{D_{п4}^3 \cdot D_{п2}^2 \cdot \eta \cdot N}{D_{п1}^2 \cdot D_{п3}^2}, \quad (4)$$

где  $D_{п1}$ ,  $D_{п2}$ ,  $D_{п3}$ , и  $D_{п4}$  – диаметры поршней гидроцилиндра, м;

$\eta$  – гидравлические потери;

Ход штока гидроцилиндра  $S$  на выходе, м

$$S = \frac{D_{п3}^2 \cdot D_{п1}^2 \cdot \lambda}{D_{п4}^2 \cdot D_{п2}^2}, \quad (5)$$

Примечание:  $D_{п1}$  относится к поршню 6 (рисунок 2),  $D_{п2}$ ,  $D_{п3}$  относятся к поршню 7,  $D_{п4}$  к поршню 8.

Таким образом, по формулам (1), (2), (3) можно рассчитать необходимые рабочие параметры  $K_1$ ,  $N$ ,  $\lambda$ , для системы – рабочий элемент из материала с ЭПФ (трубка) и упругое контртело (линейно-упругая пружина), варьируя конструктивные параметры трубки с ЭПФ и пружины. Далее, по формулам (4), (5), зная значения  $\lambda$ ,  $N$ , легко можно определить необходимые выходные параметры силового гидроцилиндра одностороннего действия  $Z$  и  $S$  (в зависимости от требуемых выходных параметров для любого грузоподъемного устройства или механизма), варьируя конструктивными параметрами поршней.

Авторы выражают глубокую признательность и уважение своим коллегам и наставникам: профессору, доктору технических наук Андронову Ивану Николаевичу и доценту, кандидату технических наук Дроздовскому Георгию Петровичу, благодаря которым была проделана огромная работа в данном научном направлении.

Библиографический список

1. Пат. 1506075 СССР, МКИ Е 21 В 33 / 12. Устройство для герметизации межтрубного пространства скважин / И. Н. Андронов, А. С. Гуревич, В. В. Пелепюк; заявка № 4347109/ 23 – 03; заявл. 16.07.82; опубл. 07.09.89, Бюл. № 33.
2. Андронов И. Н. Расчет контактных усилий и напряжений в системе, состоящей из трубки с ЭПФ и упругого контртела / И. Н. Андронов, Г. П. Дроздовский, М. Н. Коновалов // XV международная конференция «Физика прочности и пластичности материалов», 30 сентября – 3 октября 2003: тезисы докладов конференции. – Тольятти, 2003. – С. 2.
3. Дроздовский Г. П. Расчет реактивных усилий и напряжений в системе, состоящей из трубки с ЭПФ и упругого контртела / Г. П. Дроздовский, М. Н. Коновалов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Физико-математические науки». – 2004. – Вып. 27. – С. 134-135.
4. Коновалов М. Н. Повышение эффективности силового привода лесозаготовительного оборудования применением материалов с эффектом памяти формы: дис. ... канд. техн. наук / Коновалов Максим Николаевич. – Ухта: УГТУ, 2006. – 129 с.
5. Курдюмов Г. В. О термоупругом равновесии при мартенситных превращениях / Г. В. Курдюмов, Л. Г. Хандорс // Доклады АН СССР. – 1949. – Т. 66. – № 2. – С. 211-215.

## Моделирование динамических процессов при цементировании обсадных колонн

Логачев Ю. Л.<sup>1</sup>, Логачев А. Ю.<sup>2</sup>, Ширяев А. Б.<sup>3</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

*2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, РФ*

*3 – филиал «ССК-технологии» АО «ССК», РФ*

При цементировании обсадных колонн, установке цементных мостов, закачке быстро схватывающихся тампонажных смесей в поглощающие пласты в скважине циркулируют несколько различных жидкостей с нестационарными реологическими свойствами.

Реологическое поведение неньютоновских буровых и тампонажных растворов, как известно, существенно зависит от их температуры и химического состава. В тампонажных жидкостях с течением времени протекают реакции кристаллизации, завершающиеся твердением смеси [1]. Таким образом, реологические характеристики цементного раствора изменяются от температуры пород в горном массиве и от времени протекания процесса его закачки в обсадные трубы и продавки в затрубное пространство.

В целом на качество крепления обсадных колонн оказывают основное влияние [2]:

- геометрические характеристики скважины и обсадной колонны;
- баротермальные условия в стволе скважине;
- продолжительность процесса закачки и продавки буровых и тампонажных жидкостей;
- химические и физические процессы происходящие в закачиваемых жидкостях, особенно в тампонажных растворах;
- реологические характеристики закачиваемых жидкостей, которые подвержены влиянию температуры, времени, изменению компонентного состава растворов и смесей;
- расход закачки жидкостей в процессе цементирования обсадной колонны и связанные с ним режимы течения в каналах циркуляционной системы;
- эксцентricность затрубного пространства;
- смешивание последовательно движущихся объемов жидкостей;
- плотности закачиваемых жидкостей, особенно разность плотностей цементного и бурового раствора, которая влияет на интенсивность и продолжительность «отрывного течения».

Для оценки влияния изменения реологического поведения на гидродинамические процессы при цементировании обсадных колонн проведено моделирование, в котором были задействованы пять первых факторов из показанных выше.

Для моделирования реологических и гидродинамических показателей тампонажного раствора с течением времени при изменении температуры, рассмотрено цементирование эксплуатационной обсадной колонны на Западно-Тамбейском месторождении.

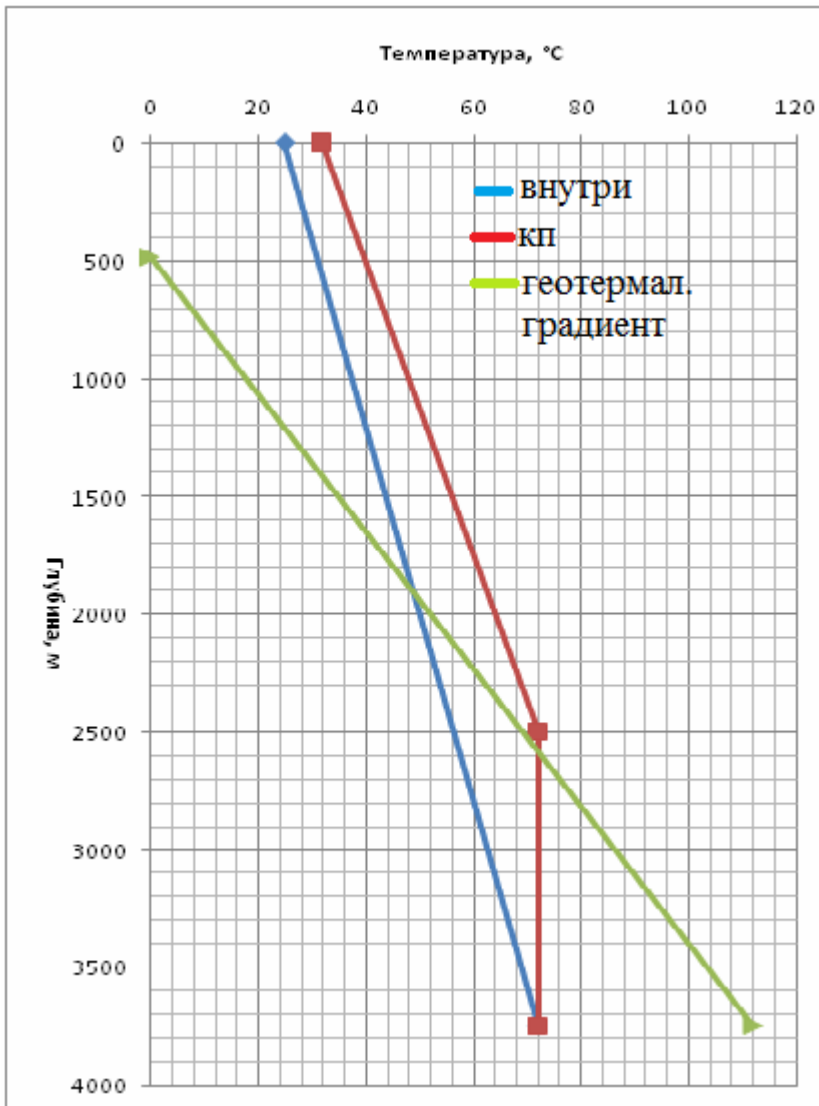
Исходные данные для моделирования:

- горные и термобарические условия Западно-Тамбейского месторождения;
- конструкция скважины № Р-45, вертикальная, разведочная, глубина 3750 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 139,7 мм цементируется в интервале 0-3750 м;
- открытый ствол в интервале 3400-3750 м пробурен долотом диаметром 190,5 мм;
- обсаженный ствол технической колонной диаметром 193,7 мм в интервале 0-3400 м;
- рецептура тампонажной смеси для цементирования приведена в таблице 1;
- режим цементирования «пробковый» с расходом ЦА 10 дм<sup>3</sup>/с.

Для определения температур внутри обсадной колонны и в затрубном пространстве в процессе закачки буровых жидкостей применялась методика Е. М. Соловьева [3, 4] и их динамика представлена на рисунке 1.

Состав тампонажной смеси

Название цемента	Рецептура тампонажного раствора	Расход на ЦА, дм <sup>3</sup> /с	Объем цементного раствора, м <sup>3</sup>
ЦТТС-1-150	Водосмесевое отношение 0,42 НТФ 0,01	10	66,7



Забойная температура:

$$T_{пл} = 112 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температура нейтрального слоя:  $T_0 = -7 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Температура восходящего потока на глубине 2500 м (на расстоянии  $\frac{1}{3}$  глубины скважины от забоя):

$$T_3 = 0,33 \cdot T_0 + 0,66 \cdot T_{пл}$$

$$T_3 \approx 72 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура потока на выходе из скважины:

$$T_{вых} = 0,66 \cdot T_0 + 0,33 \cdot T_{пл}$$

$$T_3 \approx 32 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура закачиваемых жидкостей на поверхности:

$$T_3 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Рисунок 1. Моделирование температуры в циркуляционной системе

Реометрические исследования проводились на ротационном вискозиметре ВСН-3 с ультратермостатом. Изменение во времени температуры тампонажной смеси поддерживалось в соответствии с динамикой, представленной на рисунке 1, причем глубина и время определялись расходом закачки ЦА. Расход был задан равным 10 л/с. Снятие реологических параметров проводилось при имитировании закачки в обсадные трубы через каждые 15 мин, а для затрубного пространства на 114, 138 и 161 мин. Результаты моделирования изменения динамического напряжения сдвига и пластической вязкости показаны в зависимости от времени протекания процесса на рисунках 2 и 3, а также привязанные к длинам каналов (трубного и затрубного) на рисунках 4 и 5.

Следует отметить весьма сложный и непредсказуемый без реометрического

исследования характер изменения реологических характеристик тампонажного раствора.

**Функции для прогнозирования ДНС в трубах и затрубье**

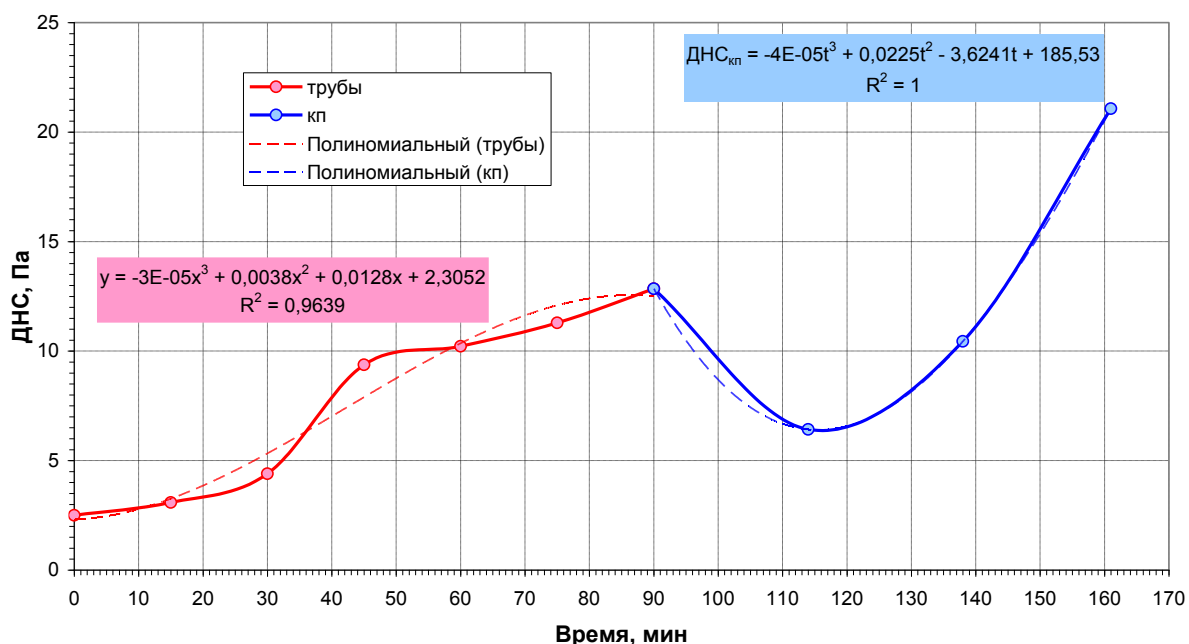


Рисунок 2. Прогресс динамического напряжения сдвига от времени протекания процесса при изменении температуры в трубах и затрубном пространстве

**Функции для прогнозирования ПВ в трубах и в затрубье**

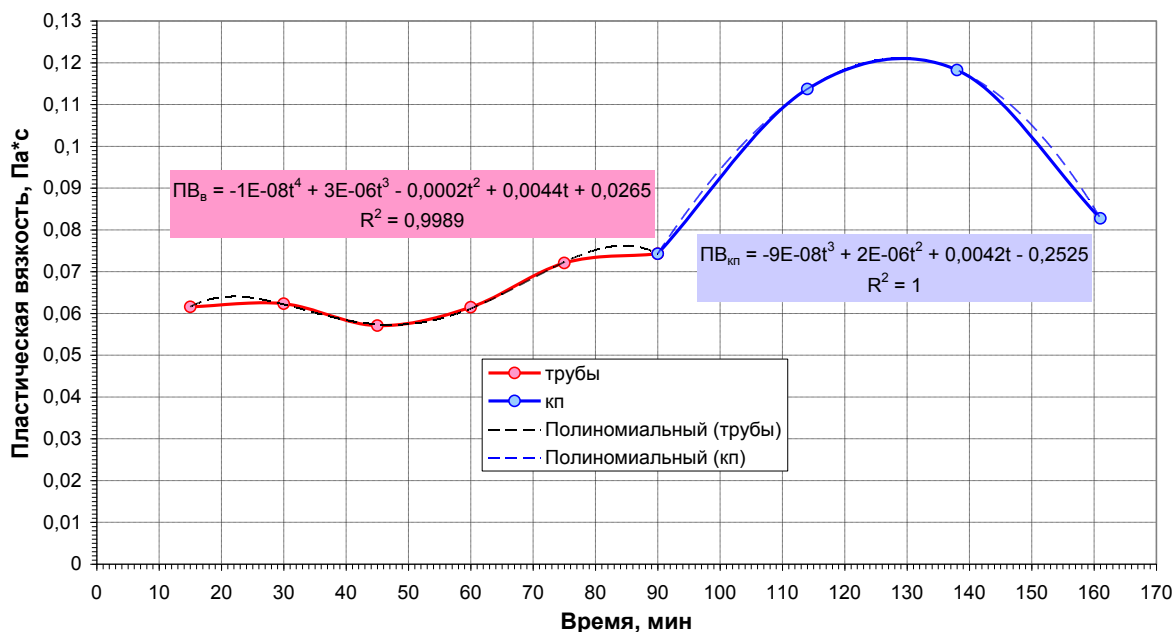


Рисунок 3. Динамика пластической вязкости от времени протекания процесса при изменении температуры в трубах и затрубном пространстве

Для оценки изменения гидродинамического давления были подобраны адекватные функции, по которым прогнозировались реологические параметры на дискретных участках циркуляционной системы и производился в дальнейшем гидравлический расчет.

### Функции ДНС в трубах и затрубье

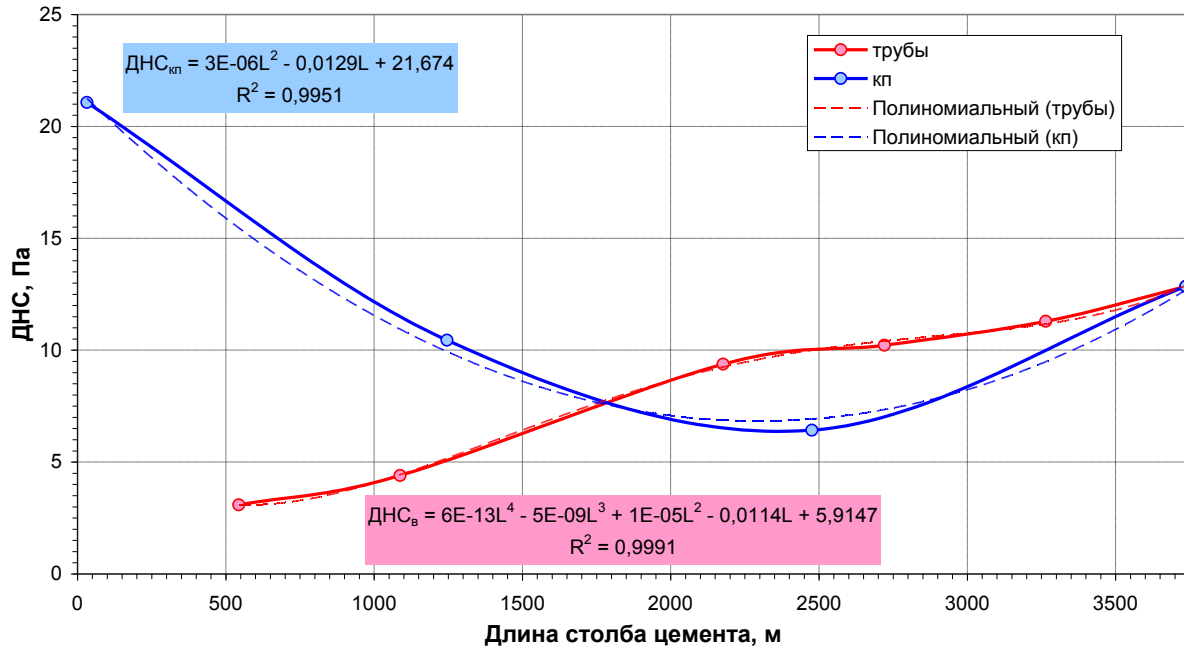


Рисунок 4. Прогресс динамического напряжения сдвига на различных глубинах в трубах и затрубном пространстве при влиянии температуры

### Функция ПВ в трубах и в затрубье

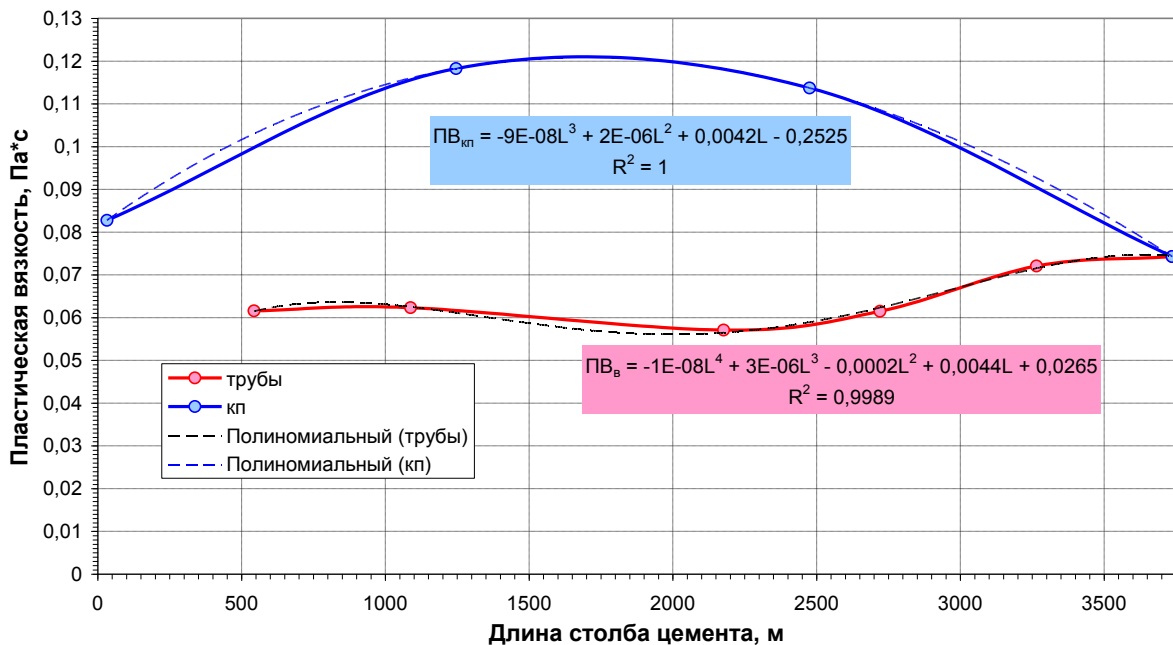


Рисунок 5. Изменение пластической вязкости на различных глубинах в трубах и затрубном пространстве при влиянии температуры

Гидравлический расчет проводился в программе Excel и его результаты отражены на рисунке 6. Видно, что потери выросли при влиянии времени и температуры на ДНС и ПВ в сравнении с расчетом при постоянной реологии на 53 % в трубах и 78 % в затрубье.

Динамика нарастания потерь давления при  $Q_n=10 \text{ дм}^3/\text{с}$

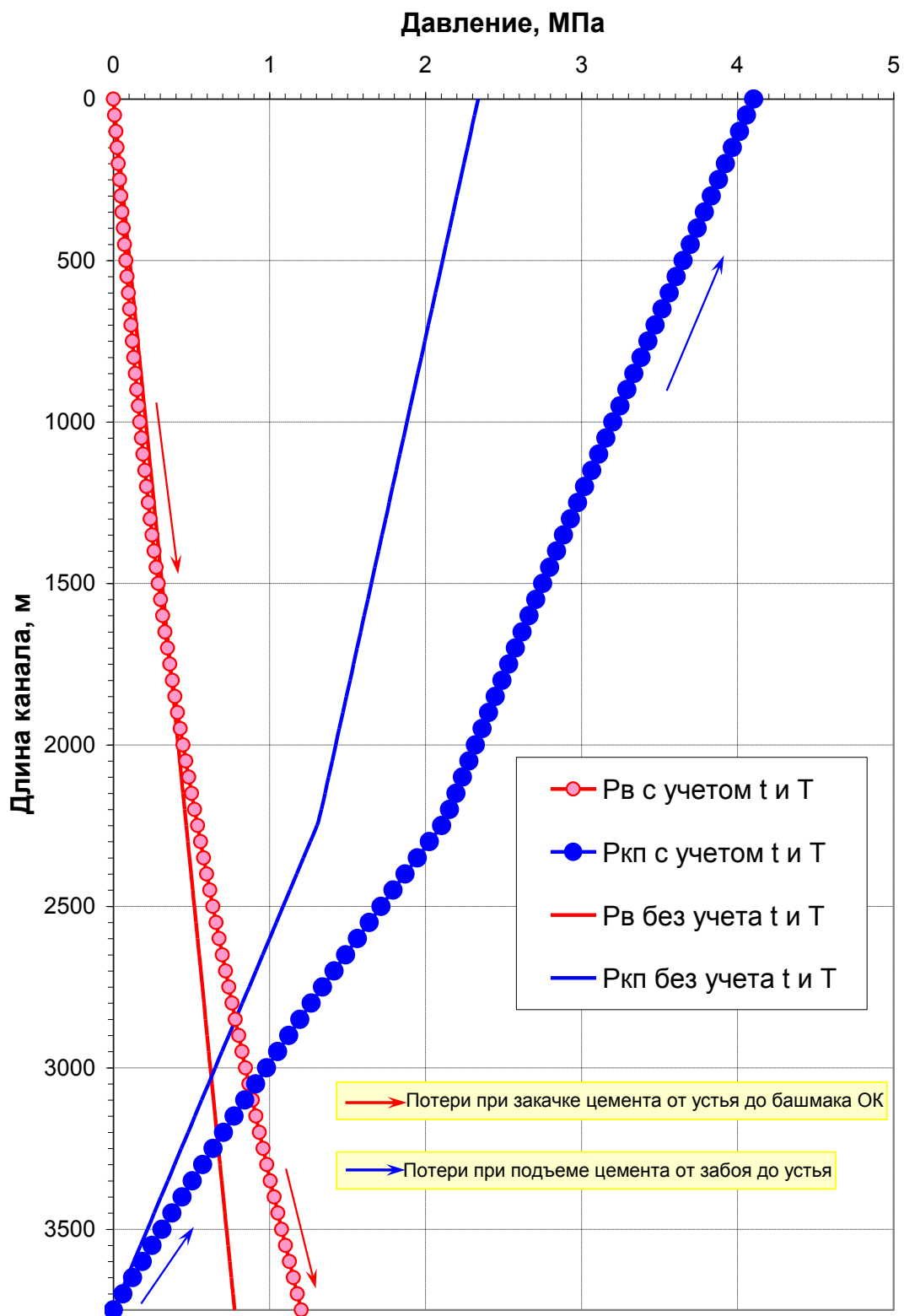


Рисунок 6. Сопоставление потерь давления внутри обсадных труб и кольцевом пространстве при фиксированных реологических параметрах и при их изменении

В завершении показано как потери давления меняются на разных этапах цементирования обсадной колонны.



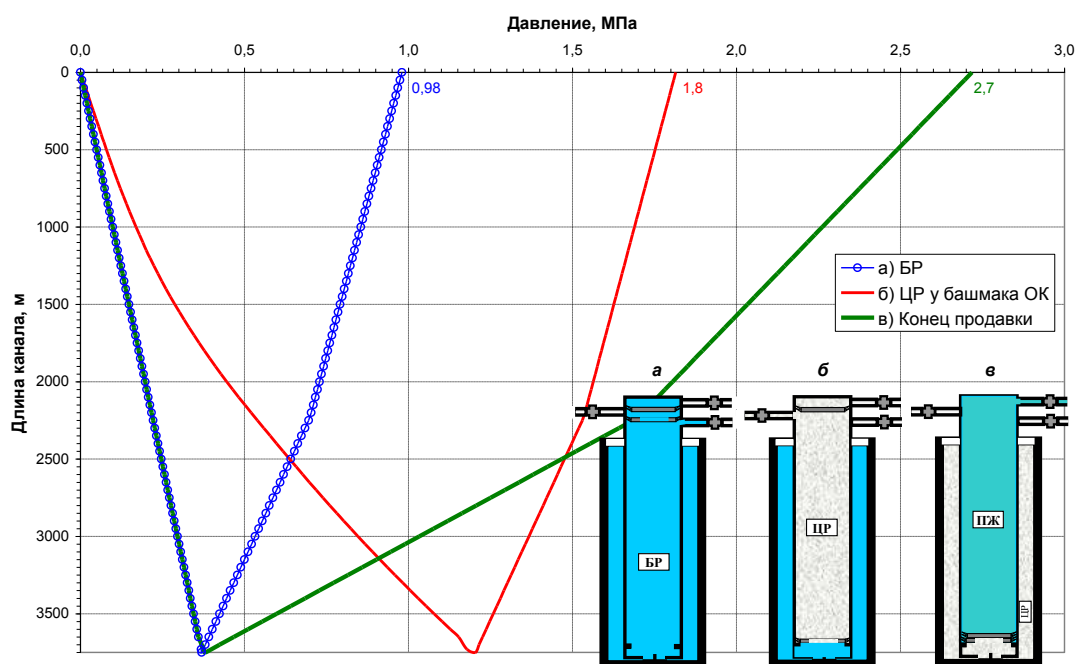


Рисунок 7. Динамика потерь давлений на разных этапах закачки при постоянной реологии

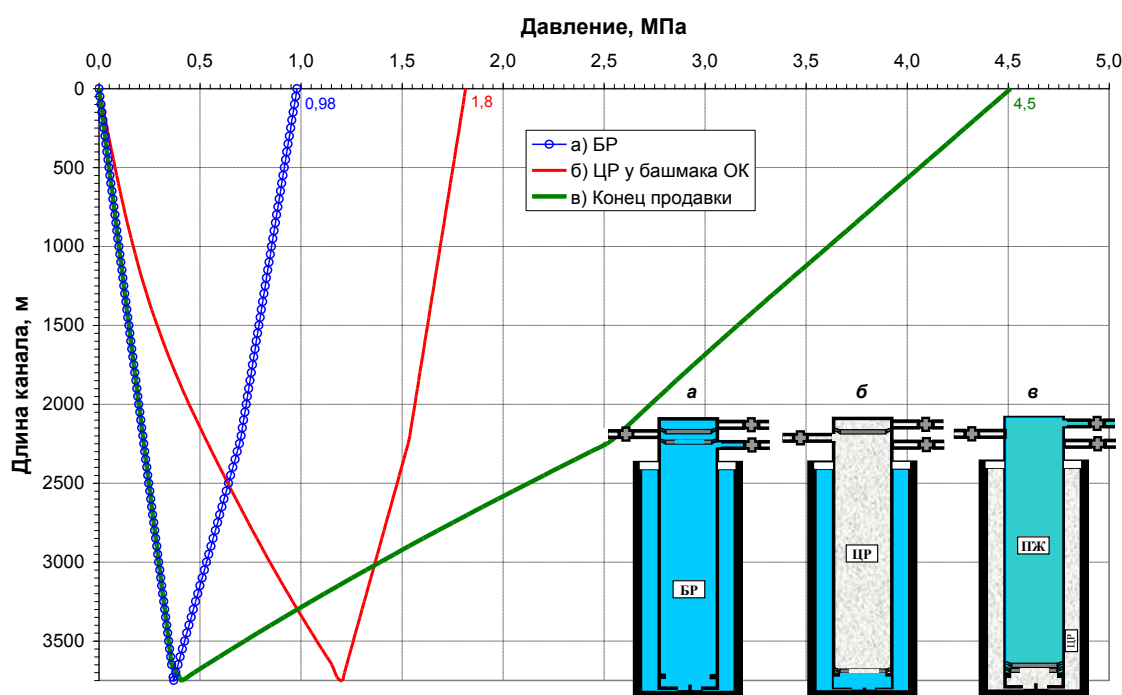


Рисунок 8. Динамика потерь давлений на разных этапах закачки при переменной реологии

На рисунке 7 и 8 показаны эпюры потерь давления при циркуляции а) – бурового раствора, б) – на момент начала продавки тампонажного раствора в затрубное пространство, в) – на момент окончания продавки. Разница в расчетах (без учета гидростатического перепада давлений между затрубьем и трубами) конечного давления существенная: 2,7 МПа при существующем подходе и 4,5 МПа, если учитывается влияние времени и температуры на реологическое поведение тампонажной смеси.

Из проведенного моделирования и его анализа следуют выводы:

- В результате проведенных исследований и расчетов установлено **существенное** влияние на реологические показатели тампонажного раствора одновременного изменения температуры в скважине и времени протекания процесса цементирования, что определяет актуальность таких исследований и их применения при разработке гидравлической

программы цементирования обсадных колонн;

- Для исследуемой рецептуры тампонажной смеси и для заданного режима цементирования определено повышение ДНС в конце процесса в 6,82 раза, а варьирование ПВ в 2,07 раза;

- Для проектирования гидравлического процесса цементирования необходимо определять эмпирические закономерности для прогнозирования изменения реологических параметров **от времени** протекания процесса при одновременном изменении температуры, а также **от длины** цементного столба, на этапах закачки в трубы и при продавке в затрубное пространство;

- Сравнение потерь давления при учете динамики реологических параметров и при постоянных ДНС и ПВ показали для пробкового режима цементирования отклонение в основном в большую сторону в трубах +35,5 %, а в затрубном пространстве на +43 %;

- Расчет гидравлических параметров цементирования без учета влияния температуры и временного фактора может привести к неудовлетворительному креплению обсадных колонн, а также серьезным ошибкам при прогнозировании давления, что станет причиной не завершения операции из-за нехватки гидравлической мощности на насосах.

Библиографический список

1. Сазонов А. А. Цементирование нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А. А. Сазонов. – Москва: ЦИНГ, 2010. – 432 с.
2. Булатов А. И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А. И. Булатов. – Москва: Недра, 1973. – 296 с.
3. Соловьёв Е. М. Задачник по заканчиванию скважины: учебное пособие / Е. М. Соловьёв. – Москва: Недра, 1989. – 251 с.
4. Маковой Н. Гидравлика бурения: учебное пособие / Н. Маковой. – Москва: Недра, 1986. – 536 с.

УДК 622.245 (470.13)

### **Анализ состояния крепи паронагнетательных скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения**

Логачев Ю. Л.<sup>1</sup>, Лопарев Д. С.<sup>2</sup>, Мельков А. В.<sup>2</sup>, Краснов С. А.<sup>3</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

*2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, РФ*

*3 – ООО «Инжиниринговая компания «Технологические системы», РФ*

Промышленное применение технологии добычи тяжелой нефти методом SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage – метод парогравитационного дренажа) на Лыаельской площади Ярегского месторождения (рисунок 1, 2) ставит задачи по обеспечению надежной крепи из-за температурного удлинения и отрыва обсадных труб от цементного камня под воздействием термоциклических нагрузок.

Первоначально применялась классическая технология, и профиль скважины включал вертикальный участок (рисунок 1), причем бурение производилось с установками мачтового типа. В настоящее время бурение горизонтальных скважин осуществляют установками реечного типа со встречным расположением добывающей и нагнетательной скважины (рисунок 2, 3, 4).

Основные параметры конструкции горизонтальных скважин показаны в таблице 1 и на рисунке 2. Длины по стволу промежуточной обсадной колонны в таблице приведены для скважин пробуренных установками мачтового типа. В настоящее время для профиля с начальным зенитным углом 45-60 градусов, длина по стволу промежуточной обсадной колонны увеличилась и может достигать 450 метров.



Рисунок 1. Классическая технология SAGD

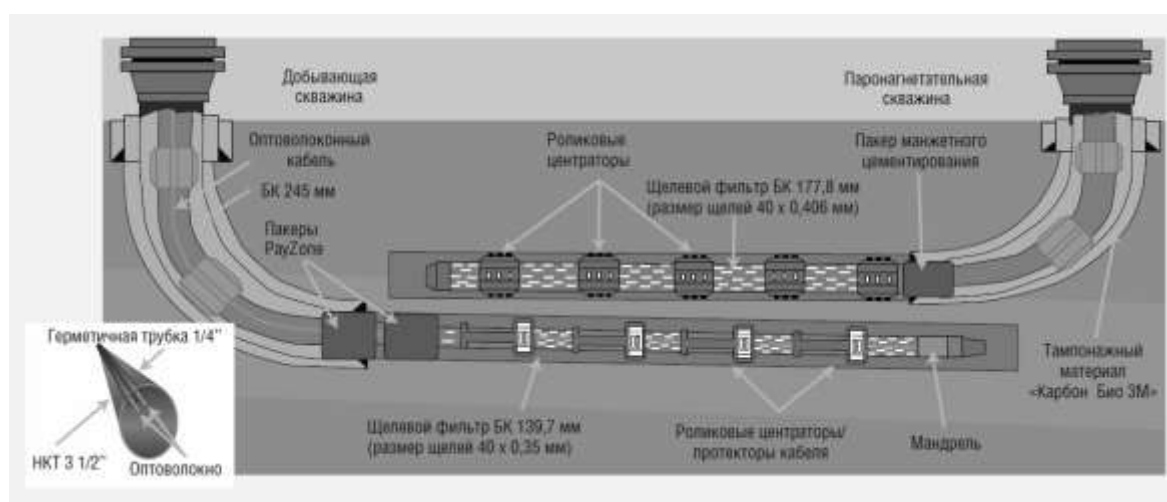


Рисунок 2. Технология встречного SAGD



Рисунок 3. Буровая установка с наклонным ставом речного типа

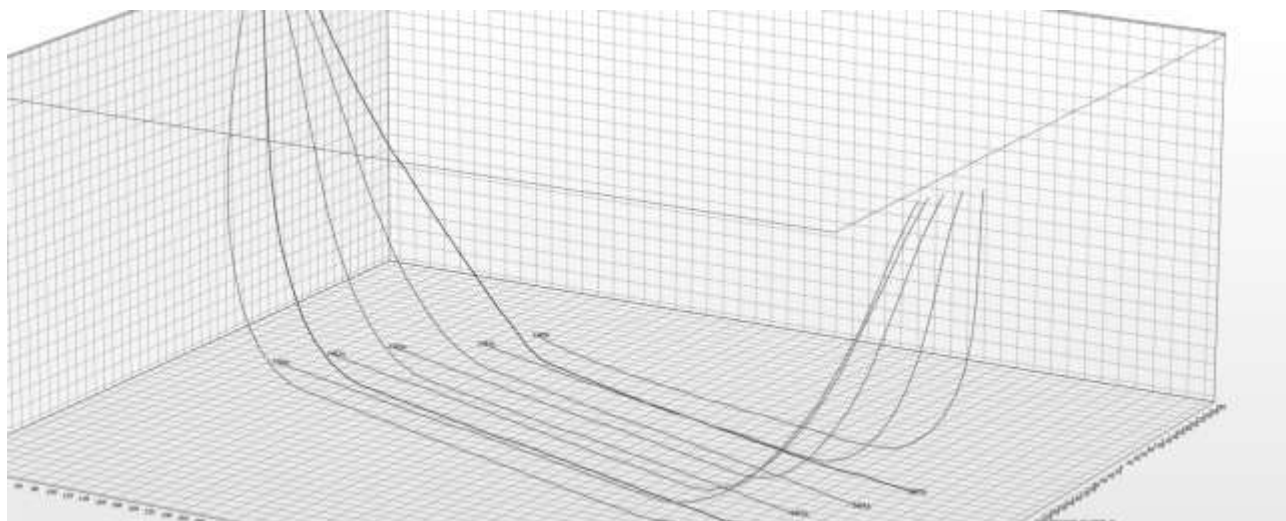


Рисунок 4. Профили горизонтальных скважин при встречном SAGD

В результате проведенных наблюдений установлены существенные линейные деформации обсадных колонн при их нагреве вследствие прорыва теплоносителя (наблюдаются межколонные проявления пара) и при теплопереносе в межколонном пространстве при закачке через НКТ. Замеры выхода промежуточной обсадной колонны диаметром 245 мм показаны на рисунке 5. Удлинение на снимке превышает 40 см. На рисунке 6 показаны замеры температуры на устье бесконтактным термометром. Результаты показали большой разброс в показаниях (по рисунку они достигали 118 и 231 градусов). Высокая вариативность связана в первую очередь с длиной прогреваемой обсадной колонны, во-вторых с профилем горизонтальной скважины и в-третьих с герметизацией межколонного пространства. Максимальные показания температуры наблюдаются для скважин с большой длиной промежуточной колонны пробуренных с установок реечного типа и при прорыве теплоносителя в межколонное пространство.

Таблица 1

Конструкции скважин

Добывающая скважина		Нагнетательная скважина	
Обсадная колонна, диаметр, мм	Глубина спуска/ длина, м	Обсадная колонна, диаметр, мм	Глубина спуска/ длина, м
Кондуктор, 340	50	Кондуктор, 340	50
Промежуточная, 245	198/289	Промежуточная, 245	205/294
Эксплуатационная, 178/140	210/1289	Эксплуатационная, 178	193/1299

Результаты мониторинга за удлинением промежуточной обсадной колонны приведены в таблице 2. Первое наблюдение проведено при нерабочем состоянии четырех нагнетательных и пяти добывающих скважин, которые условно названы «объектами».

Первый замер был произведен 06 июня 2016 года, когда на скважинах не производилось нагнетание пара при температуре окружающей среды (о. с.). Удлинение в первом замере показано как «-», т. е. принято за начало отсчета.

Второй замер произведен 17 июня 2016 года, когда к скважинам начал подаваться пар.

Удлинение на нагнетательных скважинах обсадной колонны диаметром 245 мм следующее:

- объект № 1Н (тампонажный материал Карбон-Био 3А) до +4,5 см;
- объект № 2Н (Карбон-Био AS) +0,5 см;
- объект № 3Н (Карбон-Био AS) отсутствовало;
- объект № 4Н (Термолайт 4) отсутствовало.

Отсутствие удлинения колонн на объектах № 3Н, 4Н объясняется низкой температурой нагрева 53-54<sup>0</sup>С и хорошим качеством сцепления цементного камня с обсадными трубами.

Удлинение на добывающих скважинах обсадной колонны диаметром 245 мм следующее:

- объект № 1Д (Карбон Био 3А) +3 см;
- объект № 2Д (Карбон Био 3А) +14,5 см;
- объект № 3Д (Карбон Био АS) +1,5 см;
- объект № 4Д (Карбон Био АS) +2,5 см;
- объект № 5Д (Карбон Био 3А) +1,5 см.

Аналогичные замеры выполнены также 26 июня, 31 июля и 28 сентября. Результаты показаны в таблице 2. Знак «←→» свидетельствует о возврате ОК245 к исходному состоянию при отключении нагнетания и охлаждении крепи, причем колонна на устье в ряде случаев не возвращалась к своему первоначальному положению, а как бы сокращалась. Это можно объяснить тем, что удлинение колонны труб происходит в двух направлениях – смещение сечений в результате температурного удлинения к устью и смещение сечений какой-то части колонны к забою. Как показали оценочные расчеты, большая длина колонны смещается к забою. Это связано с профилем ствола скважины гравитацией. Если бы колонна труб располагалась горизонтально, то нейтральное сечение (сечение, где отсутствует смещение) находилось бы в середине, при условии что силы сцепления цементного камня с наружной поверхностью труб по длине не изменяются (рисунок 7).



Рисунок 5. Удлинение при нагреве промежуточной колонны

Ниже показан оценочный расчет усилий действующих на обсадные трубы. Если нам известна температура, геометрические параметры труб и деформация на устья (смещение торца труб), то решая обратную задачу можно определить, где находится нейтральное сечение, а также оценить растягивающую силу вызывающую такое же удлинение колонны,

как и при температурном удлинении. Эта сила позволяет оценить действующие касательные напряжения на контактной поверхности цементный камень – обсадные трубы.

Температурное удлинение и упругая деформация определяются по формулам:

Температурная деформация	Упругая деформация
$\Delta_t = \alpha \cdot \Delta t \cdot L$ (1)	$\Delta_P = \frac{P \cdot L}{E \cdot F}$ (2)

Если принять, что удлинение вызвано не температурными изменениями, а растягивающей нагрузкой, то приравнивая правые части уравнений то получим:

$$\frac{P \cdot L}{E \cdot F} = \alpha \cdot \Delta t \cdot L \quad (3)$$

$$\sigma = \frac{P}{F} = \alpha \cdot \Delta t \cdot E \quad (4)$$



Рисунок 6. Измерение температуры обсадных колонн на устье нагнетательных скважин

$$P = \sigma \cdot F \quad (5)$$

Оценка нагруженного состояния обсадной колонны с использованием формул 4,5 при следующих исходных данных (взяты максимальные значения деформации):

- Длина обсадных труб -450 м;
- коэффициент температурного удлинения для стали  $\alpha = 12,7 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$ ;
- удлинение колонны на устье  $\Delta_t = 0,4 \text{ м}$ ;
- температура нагрева труб (принята равной температуре пара)  $\Delta t = 200^{\circ}\text{C}$ ,
- модуль Юнга для стали  $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ ,
- площадь сечения тела труб ОТТМ244,5x12  $F = 8,95 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$

Результаты оценки следующие:

- растягивающие напряжения достигают на устье  $\sigma = 533,4 \text{ МПа}$ ;
- растягивающая нагрузка  $P = 486,8 \text{ тонн}$ .

Таким образом, при моделировании напряженного состояния обсадных труб можно сделать вывод, что при нагреве трубы испытывают высокие нагрузки из-за касательных напряжений при сцеплении с цементным камнем.

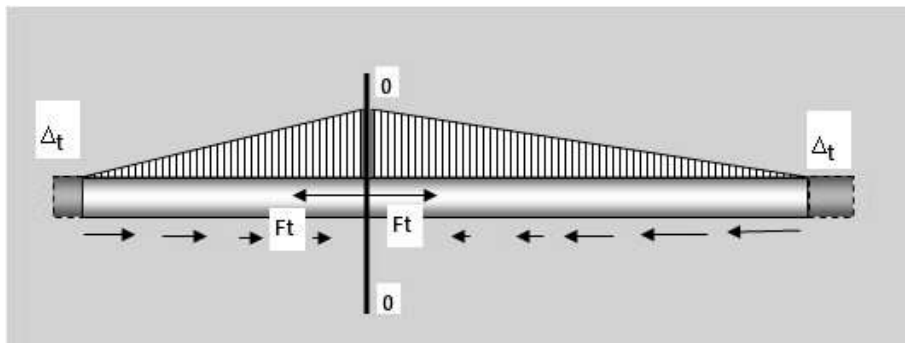


Рисунок 7. Моделирование напряженного состояния крепи

При таких касательных напряжениях происходит не только разрыв сцепления цементного камня с обсадной трубой, но также возможно его разрушение при смятии муфтовыми соединениями.

Для точной оценки напряженного состояния крепи необходима информация по динамике температурного прогрева обсадных труб по всей длине. Также необходимо учитывать нелинейность самой колонны и определить влияние радиусов кривизны скважины (колонны) на силы сопротивления продольному сдвигу от температурного удлинения труб.

Задача усложняется если учесть, что идет прогрев не только обсадных труб и элементов крепи. Теплопередача в околоствольной зоне существенно влияет на динамику температуры по длине колонны. Это подтверждают наблюдения показанные на рисунке 9, где видна область прогрева грунта на поверхности вокруг скважины. При наклонном расположении ствола скважины ореол выглядит на поверхности как эллипс. Почему это так происходит, становится понятно из рисунка 9.

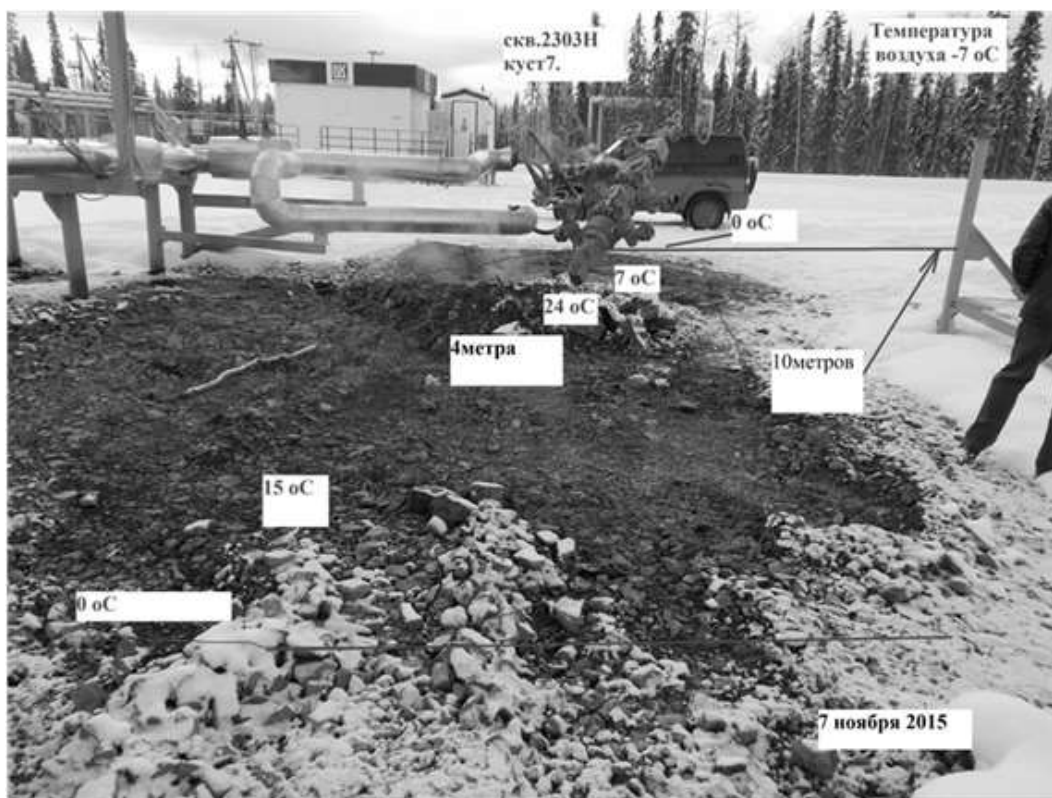


Рисунок 9. Замеры области растепления

Таблица 2

## Результаты замеров температуры и удлинения обсадных колонн на Ярегском месторождении

Скваж инды	№ объект	Диаметр колонны, мм	Марка цемента	Производитель	06.06.2016		17.06.2016		29.06.2016		31.07.2016		28.09.2016	
					$\Delta l$ , см	t, °C	$\Delta l$ , см	t, °C	$\Delta l$ , см	t, °C	$\Delta l$ , см	t, °C	$\Delta l$ , см	t, °C
Нагнетательные	1Н	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.				71		23,8		84,4
		245	Карбон-БИО 3А	ООО БСК «РИНАКО»	–		+4,5	82	+10,5	61	-0,5	23,8	+10,5	90,2
		178	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»						61		23,8		149
	2Н	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		71		86		23,8		23,4
		245	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»	–		+0,5	83	+2	89	-0,6	23,8	-3	22,6
		178	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»				79		121		23,8		37,4
	3Н	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		47				128		122
		245	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»	–		0	53	0	8	0	158	-1	141
		178	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»								144		158
	4Н	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		32						56,4
		245	Термолайт 4	ООО«Гранула»	–		0	54	-1	8	-2	23,0	-6	118
		178	Термолайт 4	ООО«Гранула»										138
Добывающие	1Д	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		119		96		23,6		
		245	Карбон-БИО 3А	ООО БСК «РИНАКО»	–		+3	180	+1	166	-7	22,4		
		178	Карбон-БИО 3А	ООО БСК «РИНАКО»				152		140		22,4		
	2Д	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		114		111		21,8		
		245	Карбон-БИО 3А	ООО БСК «РИНАКО»	–		+14,5	92,4	+9,5	89	+1	21,6		
		178	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»				131		111				
	3Д	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		98,4		93		24,4		92,4
		245	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»	–		+1,5	102	-0,5	88	-11,5	24,0	+0,5	104
		178	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»						108		24,0		
	4Д	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		96,2				84,4		97
		245	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»	–		+2,5	65	-1	8	+1,5	58,2	-5	126
		178	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»				166				139		166
5Д	340	ПЦТ-G	Сухоложский Цементный завод		о. с.		95,4				20,8		118	
	245	КАРБОН-БИО AS	ООО ПКФ «ЦЕМОГНЕУПОР»	–		+1,5	113	-4,5	5	-4,5	14,4	-6,5	231	
	178	Термолайт 4	ООО«Гранула»										213	



### Выводы

- Между направлением, технической и эксплуатационной колоннами наблюдается высокая разница в температурах (на направлении нагревается до 100 °С);
- Максимальная температурная деформация ОК245 мм достигает 40 см, что критично для прочности и крепи и конструкции скважины. Необходима оценка прочностного состояния технической обсадной колонны и его прогноз для динамически изменяющихся температур;
- Потери тепла на нагрев грунта вокруг устья и околоствольной зоны скважины огромные, это усложняет расчет напряжений возникающих в крепи;
- Конструкция скважин не обеспечивает сохранение энергии пара. Необходимы мероприятия по снижению теплопередачи;

Наблюдаются прорывы пара на устье, что приводит к возрастанию энергетических потерь и увеличению зоны прогрева окружающих устье горных пород. Наименьший ореол прогрева на скважинах с вертикальным устьем и при качественном креплении колонн.

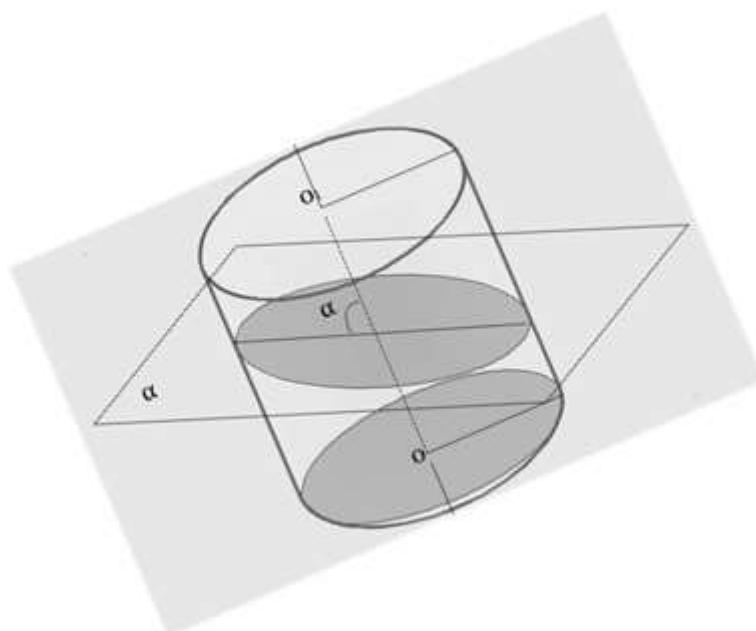
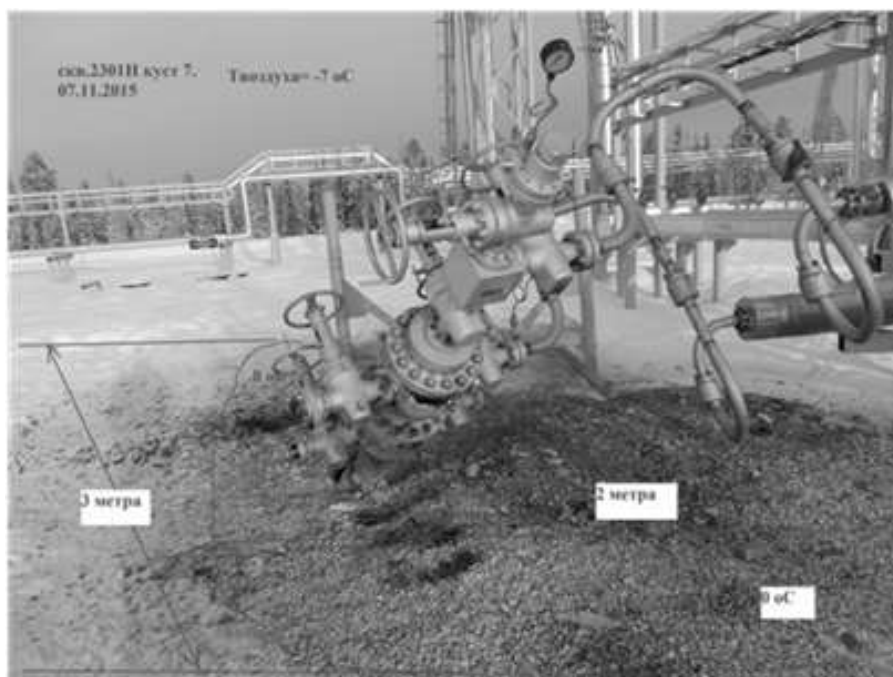


Рисунок 10. Эллиптическая форма области растепления на устье

## Библиографический список

1. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
2. Дуркин С. М. Адаптация технологии термогравитационного дренирования пласта (sagd) для неоднородных залежей высоковязкой нефти на примере лыаельской площади ярегского месторождения / С. М. Дуркин, И. Н. Меньшикова, О. А. Морозюк // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: материалы всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию ИПНГ РАН; сер. «Труды ИПНГ РАН (Москва): серия «Конференции»»; Институт проблем нефти и газа РАН; ООО «Аналитик»; научный редактор А. Н. Дмитриевский. – 2017. – С. 57-58.
3. Совершенствование технологии термогравитационного дренирования пласта путем численного моделирования для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения / И. Н. Меньшикова, С. М. Дуркин, А. А. Терентьев, Л. М. Рузин, О. А. Морозюк, С. А. Калинин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 156-161.

УДК 622.692.4+620.1

### **Использование метода магнитной томографии для выявления дефектов в труднодоступном трубном технологическом оборудовании**

Насоновский А. С., Борейко Д. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Диагностика технологических и вспомогательных трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями нормативных документов и методик. Все методы неразрушающего контроля (НК) можно разделить на два вида: пассивные и активные (таблица 1) [1].

Таблица 1

Пассивные и активные методы неразрушающего контроля

<b>Пассивные методы НК</b>	<b>Активные методы НК</b>
Тепловой (ТК)	Визуально-измерительный (ВИК)
Акустико-эмиссионный (АЭ)	Капиллярный (ПВК)
Метод магнитной томографии (МТМ)	Вибродиагностический (ВД)
	Электрический (ЭЛ)

С помощью диагностики определяют состояние стенки трубы, состояние изоляции трубы, расположение трубопровода и оценочный прогноз безаварийной эксплуатации объекта. При этом не всегда возможно получить полную информацию обо всех негативных факторах, воздействующих на конкретный трубопровод или участок трубопровода.

Контроль металла труб на всем протяжении традиционными методами является весьма сложным, дорогостоящим и малоэффективным, т. к. требует доступа к 100 % поверхности трубопровода, её подготовки и других вспомогательных операций. В шурфах можно провести контроль металла максимум на 2 % по длине трубопровода, что не обеспечивает и не может обеспечить реальной оценки безопасности.

Компания ООО «Транскор-К» разработала комплексное решение по выявлению опасных участков, техническому диагностированию и оценке безопасности наземных, подземных и подводных трубопроводов, подлежащих и неподлежащих внутритрубной дефектоскопии. Метод магнитной томографии (МТМ) основан на эффекте Виллари (магнитоупругий эффект или обратная магнитострикция) [2].

Эффект Виллари (магнитоупругий эффект) – явление обратной магнитострикции, заключающееся в изменении намагниченности магнетика под действием механических деформаций. При изменении магнитного поля трубопровода магнитометрический комплекс регистрирует различные дефекты (включая напряжения в металле, коррозию и т. д.). Открыт (1865) итальянским физиком Эмилио Виллари [3] в честь которого и назван эффект.

В основе концепции оценки надежности методом МТМ лежит представление о том, что опасность для разрушения конструкции представляют не дефекты как таковые, а локальная комбинация дефектов и напряжений. МТМ позволяет дистанционно зарегистрировать концентраторы напряжений в металле трубы по магнитному отклику, выявляет участки с концентраторами напряжений (дефектами и повышенными локальными нагрузками) и определяет степень опасности этих участков.

Преимущества МТМ по сравнению с другими методами неразрушающего контроля заключаются в следующем (таблица 2):

- не требует остановки трубопровода;
- не требует специальной подготовки трубы;
- не требует контакта с трубопроводом и изменения рабочего режима;
- не требует камер пуска-приема внутритрубных снарядов (поиска снаряда в случае застревания);
- не требует очистки трубопровода;
- не требует специализированной подготовки внутренней поверхности;
- эффективен для инспекции на предмет микротрещин в сварных соединениях на местах повышенных нагрузок в новых трубопроводах.

Таблица 2

Сравнение методов неразрушающего контроля

Дефекты, повреждения	Поверхностная инспекция	Гидро-тестирование	Акустическое исследование	Геотехническое исследование	Катодная защита	Линейная инспекция	Магнитный метод (МТМ)
Вандализм	+	–	–	–	–	–	+-
Внешнее разрушение (ECDA)	–	+	+	–	–	+	+
Внутреннее разрушение (ICDA)	–	+	+-	–	–	+	+
Усталость материала	–	+-	–	–	–	+	+
Повреждение изоляционного покрытия	–	–	–	–	+	–	–
Производственные дефекты	–	+	–	–	–	+	+
Движение грунта	–	–	–	+	–	–	+

Также существуют следующие ограничения по использованию МТМ:

- расстояние от магнитометра до трубопровода не более  $15 \cdot D$  трубы;
- диаметр трубопровода, подлежащий МТМ не менее 80 мм;
- длина трубопровода для проведения МТМ не менее 100 м;
- металлические предметы, зарытые в земле, могут создавать искажения результатов обследования.

Также требуется расчистка трассы от кустарника и других препятствий на ширину 1 м для прохода оператору.

Для проведения МТМ используют бесконтактные сканирующие магнитометры МБС-04 «СКИФ». Принцип действия магнитометров основан на измерении магнитной индукции помощью трех трехкомпонентных магнитомодуляционных преобразователей (феррозондов). Два преобразователя расположены на определенном базовом (в зависимости от исполнения) расстоянии, третий - посередине между ними.

В процессе движения вдоль оси исследуемого сооружения осуществляется регистрация значений магнитной индукции зависимости от пройденного расстояния с шагом 25 см. Одновременно с этим магнитометр регистрирует информацию местонахождения наземных привязок вдоль трассы сооружения (трубопровода) [4].

Технические характеристики прибора МБС-04 «СКИФ» представлены в таблице 3.

Технические характеристики прибора МБС-04 «СКИФ»

Показатель	Значение
Напряженность магнитного поля в Н или Ам <sup>-1</sup>	10 <sup>-9</sup>
Диапазон уровней механических напряжений	В пределах 0,35-0,7 от $\sigma_T$
Диапазон толщин стенки ОК в интервале $\approx$ от 5 до 90 %	$\geq 2.8$ мм (максимум не лимитирован)
Ограничения по диаметрам D трубопроводов	$56 \leq D \leq 1420$ мм и более
Диапазон скорости МТМ-обследования	2-5 м/с
Максимальное давление	Не регламентировано
Минимальное давление (для нефтепроводов)	Не регламентировано
Минимальный радиус поворота (отвода)	Не лимитировано
Минимальный внутренний диаметр	Не лимитировано
Габаритные размеры оборудования	655×150×95 мм
Масса прибора	4,7 кг
Протяженность контролируемого участка, минимум	40 м
Полнота контроля по протяженности объекта	100 %
Допустимое отклонение от оси подземного объекта по горизонтали/по вертикали	Не более 3 D Не более 15 D
Шаг сканирования, максимум	0,02 м
Ошибка определения продольной координаты аномалии	$\pm 1,5$ м (для средних широт)
Погрешность одометра по измерению расстояния (от точки «0» обследования)	$\leq 2$ %

МТМ прошла успешную промышленную апробацию на трубопроводах, в том числе не подлежащих внутритрубному обследованию, протяженностью более 20 тысяч км с глубиной залегания до 8 м (таблица 4). Технология позволяет проводить контроль подводных трубопроводов на 100 % протяженности на глубинах до 200 м. Применение метода МТМ может сократить протяженность работ по вскрытию трубопроводов и объем удаления изоляционного покрытия для дополнительного дефектоскопического контроля в процессе предремонтного обследования, что приведет также к позитивному экономическому эффекту.

Таблица 4

Промышленная апробация метода магнитной томографии (МТМ)

Заказчик	Страна	Кол-во контрольных точек	Достоверность, %
ПАО «ГАЗПРОМ»	Россия	137	>83
ОАО «ТНК-ВР»	Россия	39	90
ПАО «Транснефть»	Россия	8	87
Sinopec Corp.	Китай	29	95
ПАО «ЛУКОЙЛ»	Россия	43	95
Chevron Corp.	Индонезия	45	92
National Greed	Великобритания	39	89
PETRONAS	Малайзия	145	>87

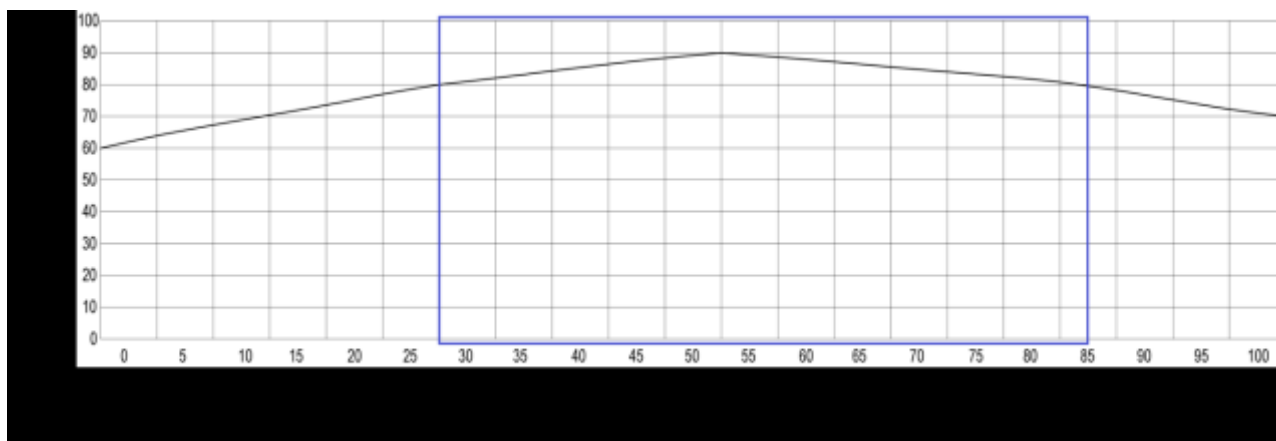


Рисунок 1. График достоверности определения опасных участков методом магнитной томографии (МТМ)

В рамках научной апробации технологии МТМ по договору с ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» и ФГБОУ ВО «УГТУ» проведено инспектирование на противопожарном водопроводе В2-6, технические характеристики которого представлены в таблице 5.

Целью работ являлось определение технического состояния и рисков перехода трубопровода в предельное состояние. Дополнительными основаниями проведения исследований являлась проверка участка трубопровода, на котором в марте 2017 г. была обнаружена потеря герметичности по причине язвенной коррозии.

Таблица 5

Технические характеристики противопожарного водопровода В2-6 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Параметр	Значение
Номинальный диаметр	426 мм
Длина	1 281 м
Марка стали	Сталь 20
Толщина стенки труб	7 мм
Рабочее давление	0,65 МПа
Разрешенное давление	0,5 МПа
Срок ввода в эксплуатацию	2004 год
Продукт	Пожарная вода
Предел текучести	147 МПа

Целью работ являлось определение технического состояния и рисков перехода трубопровода в предельное состояние. Дополнительными основаниями проведения исследований являлась проверка участка трубопровода, на котором в марте 2017 г. была обнаружена потеря герметичности по причине язвенной коррозии.

Технология ремонта, примененная для устранения причины аварии – установка бандажа в виде приваренной по диаметру трубы металлической пластины. Таким образом, непосредственно дефекты на данном участке устранены не были.

Для технологических трубопроводов, помимо потери герметичности, характерны следующие категории предельных состояний:

- разрыв трубопровода под действием внутреннего давления с раскрытием стенки трубопровода при действии кольцевых напряжений;
- местная потеря устойчивости стенки трубы (местное смятие) при общем изгибе трубопровода в зоне действия сжимающих продольных напряжений (для предотвращения необходимо ограничивать уровень деформаций в сечении, путём снижения как относительных, так и абсолютных значений изгибающих (или комплексных) напряжений);
- гофрообразование по телу трубы;
- усталость (FLS) и образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах,

зонах термического влияния, по телу трубы;

- потеря сплошности под действием внутренних напряжений, возникающих от внешних нагрузок;
- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН).

Метод магнитной томографии позволяет выявить любое из этих состояний по критерию недопустимых напряжений в интервале 30-85%  $\sigma_t$  (SMYS) на участках аномалий напряженно-деформированного состояния (НДС), связанных с концентраторами механических напряжений.

Результаты сканирования представляются в виде карты с обозначением выявленных аномалий. В соответствии с методикой обработки и анализ данных МТМ существуют 3 ранга опасности аномалий (1, 2 и 3). Результаты сканирования противопожарного трубопровода представлены на рисунке 2.

Для каждого из выявленных участков с аномалиями рассчитан Риск-Фактор (F) в соответствии со Спецификацией МТМ и РД 102-008-2002 [4]. Все участки с аномалиями были ранжированы по уровню НДС в условиях фактической нагрузки (рабочее давление, изменение температуры, потеря устойчивости и т. д.). Ранг аномалии по уровню НДС определяет величину коэффициента безопасного давления (КБД) или расчетного ремонтного фактора (ERF). В соответствии с нормативом DNV APR 101 если КБД > 1 (ранг 1), то условия прочности для участка не соблюдаются и участок с аномалией не способен эксплуатироваться при рабочем давлении. Участки, предлагаемые в ремонт на основании данных МТМ, отражены в таблице 6.



Рисунок 2. Результаты сканирования противопожарного водопровода В2-6 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

При сканировании методом МТМ заведомо известного дефектного участка, на котором в марте 2017 г. произошла потеря герметичности, обнаружена аномалия первого ранга, для которой время безопасной эксплуатации оценочно составило 1 год (таблица 5). На основании полученных результатов ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» будут запланированы работы по шурфовке участков в области обнаруженных аномалий первого ранга в соответствии с координатами и схемой.

Таблица 6

Результаты сканирования противопожарного трубопровода В2-6 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

№ аномалии	GPS-координаты		Ранг опасности	Риск-Фактор (F)	Длина, [м]	Т <sub>без</sub> , [г]
	Долгота	Широта				
1	N63°34'36.960"	E53°44'19.472"	1	0,059	6,0	1
2	N63°34'38.308"	E53°43'57.123"	1	0,191	4,1	3
3	N63°34'39.950"	E53°43'53.890"	1	0,194	3,7	3

В 2015 году была проведена верификация метода магнитной томографии на магистральном трубопроводе (МГ) ООО «ГАЗПРОМ трансгаз Москва». По результатам обследования с применением МТМ на 310 км МГ Белоусовского и Тульского ЛПУ выявлено 15 357 аномалий 1-го, 2-го и 3-го рангов, выполнено всего 25 шурфов для проведения НК (таблица 7). Результаты неразрушающего контроля в шурфах показали, что в целом данные МТМ по основным параметрам соответствуют заявленному качеству, а именно: показатель полного и частичного (с перебраковкой/недобраковкой) совпадения с данными отчета МТМ составили в среднем 82 %, в то время как показатель полного несовпадения – лишь 13,5 %.

Причины некоторого снижения качества МТМ (по дополнительным параметрам контроля качества) обусловлены значительным количеством металлического мусора непосредственно в контакте с трубами газопроводов. Кроме того, показатель качества сканирования МТМ был снижен и в среднем не превысил 89 %, в то время как обычно для подземных объектов > 90 %, поскольку трасса была недостаточно подготовлена.

Таблица 7

Сводные результаты обследования 2015 г. с применением МТМ на МГ ООО «ГАЗПРОМ трансгаз Москва»

Показатель	Объекты исследования МТМ	
	Белоусовское ЛПУ	Тульское ЛПУ
Наименование МГ	Белоусово-Ленинград	Ставрополь-Москва, 1-2 н
Протяжённость участка МГ	177 км	133,4 км
Кол-во аномалий 1 ранг/длина	0	13 / 50 м
Кол-во аномалий 2 ранг/длина	1005 / 2571 м	1293 / 4560 м
Кол-во аномалий 3 ранг/длина	6688 / 11137 м	6358 / 16375 м
Кол-во шурфов	6	19
Вскрыто аномалий 1-го ранга	-	6
Вскрыто аномалий 2-го ранга	2	9
Вскрыто аномалий 3-го ранга и без аномалий с дефектами изоляции	4	4
Полное соответствие данных МТМ - % полных совпадений данных отчёта с результатами НК	50%	47%
Частичное совпадение, % (перебраковка/недобраковка)	33/0 %	32/11 %
Полное несоответствие, % несовпадений	17 %	10 %
Вероятность выявления POD	100 %	100 %
Вероятность интерпретаций POI	75 %	81 %
Вероятность ложных сигналов POFC	17 %	16 %
Вероятность пропуска опасного дефекта POE	-	-
Качество сканирования QC	88 %	90 %

Причины некоторого снижения качества МТМ (по дополнительным параметрам контроля качества) обусловлены значительным количеством металлического мусора непосредственно в контакте с трубами газопроводов. Кроме того, показатель качества сканирования МТМ был снижен и в среднем не превысил 89 %, в то время как обычно для подземных объектов > 90 %, поскольку трасса была недостаточно подготовлена.

В частности, в Малайзии на натурном стенде компании Petronas протяженностью 109 м на трубы  $D_y=200$  мм наносили различные одиночные и групповые дефекты: коррозионные язвы, трещиноподобные (задиры), вмятины. Поскольку стандартная верификация путем оценки точности измерения геометрических размеров дефектов при бесконтактной магнитометрической регистрации  $S_i$  невозможна, достоверность данных МТМ определяли, сравнивая итоговые показатели расчетных параметров работоспособности. Механизм (сценарий) ухудшения эксплуатационно-прочностных характеристик моделировали путем последовательного повышения рабочего давления объекта (от 1 до 30 МПа). Степень опасности участков с дефектами определяли на основе данных МТМ и расчетов  $S_i$ .

Одновременно проводили ИФР-расчеты на основе  $S_i$  и параметров работоспособности в соответствии с международными стандартами оценки опасности дефектов (DNV, ASME, API) для тех видов дефектов, для которых применимы эти стандарты. В результате сопоставления рассчитанных значений  $S_i$  установлено, что данные МТМ совпадают с результатами традиционных методик (DNV, ASME, API). Значения коэффициентов корреляции варьировались от 90 до 97 %, что подтвердило эффективность МТМ в качестве инструмента ИФР по оценке рисков на основе допустимости  $S_i$ .

Метод магнитной томографии по сравнению с другими методами неразрушающего контроля имеет следующие положительные факторы:

- нет необходимости останавливать рабочее состояние трубопровода;
- в связи с возрастанием темпа строительства нефте- и газопроводных сетей данная технология имеет перспективы;
- по сравнению с другими методами неразрушающего контроля, технология МТМ показала наибольшую эффективность, а в случаях с трубопроводами, не оборудованными камерами пуска-приёма, остаётся вне конкуренции.

Библиографический список

1. Неразрушающий контроль: методы, характеристики, преимущества // Техно-НДТ URL: <http://t-ndt.ru/nerazrushayushhij-kontrol-metodyi,-xarakteristiki,-preimushhestva-1888.html> (дата обращения: 06.01.2019).
2. <http://transkorgroup.com/ru/> [Электронный ресурс].
3. Виллари эффект // Энциклопедия физики и техники URL: [http://femto.com.ua/articles/part\\_1/0491.html](http://femto.com.ua/articles/part_1/0491.html) (дата обращения: 03.01.2019).
4. РД 102-008-2002. Инструкция по инспектированию технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом / Руководящий документ. – М.: МИНЭНЕРГО РФ. – 2003. – 52 с.

УДК 624.04:519.2

### **Моделирование ресурса элементов механических систем, применяемых в нефтяной промышленности по критерию трещиностойкости**

Кучерявый В. И., Савич В. Л., Мильков С. Н., Коновалов М. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Оценка ресурса элементов механических систем (ЭМС), металлоконструкций технологического оборудования, имеющих сварные швы, может быть выполнена на основании уравнения скорости роста трещины. Принимаем, что ЭМС испытывают циклические нагрузки, которые изменяются от нуля до максимального значения  $\sigma_{\max}$ . Скорость роста трещины (мм/цикл) определяется по адаптированной формуле Пэриса-Эрдогана [1]:



$$\frac{dl}{dN} = 10^{-8}(\Delta K)^2, \quad (1)$$

где  $l$  – полудлина трещины;  $N$  – число циклов до разрушения ЭМС (ресурс);  $\Delta K$  – интервал изменения коэффициента интенсивности напряжений при циклических нагрузках;

На основании зависимости между  $\sigma_{max}$ ,  $l$  и  $\Delta K$  [2], выражающееся формулой

$$\Delta K = \sigma_{max}\sqrt{\pi l},$$

запишем уравнение (1) в виде:

$$\frac{dl}{dN} = 10^{-8}\pi l\sigma_{max}^2 \quad (2)$$

Проинтегрировав (2) от начального значения полудлины трещины  $l_0$  до ее критической полудлины  $l_c$ , получим ресурс в детерминированном виде:

$$N = \left[ \frac{10^8}{\pi\sigma_{max}^2} \right] \ln \left( \frac{l_c}{l_0} \right). \quad (3)$$

Вследствие неровностей поверхности ЭМС  $\sigma_{max}$  является величиной случайной, следовательно, параметр  $N$  представляет собой нелинейную функцию одного случайного аргумента. Предположим, что  $\sigma_{max}$  в уравнении (3) подчиняется нормальному закону распределения. Поэтому нам известны: математическое ожидание  $\bar{\sigma}_{max}$  и стандартное отклонение –  $S$ .

Применив к (3) метод преобразования функции одного случайного аргумента, получим теоретическую плотность вероятности для  $N$ :

$$p(N) = \frac{1}{2\sqrt{2\pi}S} \sqrt{\frac{A}{N^3}} \left( \exp \left[ \frac{-\left(\sqrt{\frac{A}{N}} - \bar{\sigma}_{max}\right)^2}{2S^2} \right] + \exp \left[ \frac{-\left(-\sqrt{\frac{A}{N}} - \bar{\sigma}_{max}\right)^2}{2S^2} \right] \right), \quad (4)$$

$$\text{где } A = 10^8 \ln \left( \frac{l_c}{l_0} \right).$$

Чтобы найти математическое ожидание и дисперсию ресурса  $N$  исходя из формул (3) и (4), используем численное интегрирование. Для нахождения распределения  $N$  по уравнению (3) и вычисления математического ожидания и стандартного отклонения применим численный метод – статистическое моделирование [3], реализация которого возможна с применением пакета Microsoft Office Excel – 2007.

С помощью функции генерации случайных чисел определяется последовательность статистически независимых чисел  $\{r_i\}_n$ , равномерно распределенных на отрезке  $[0, 1]$ . Для моделирования  $\sigma_{max}$  по нормальному закону вначале попарно вычисляется последовательность нормированных нормальных случайных чисел (среднее ноль, стандартное отклонение равно 1) на основании соотношений:

$$\begin{aligned} z_i &= (-2\ln r_i)^{0,5} \cos(2\pi r_{i+1}); \\ z_{i+1} &= (-2\ln r_i)^{0,5} \sin(2\pi r_{i+1}), \end{aligned} \quad (5)$$

где  $i = 1, 3, 5, \dots$ ,

а затем используется линейное преобразование:

$$\{\sigma_{max i}\}_n = \bar{\sigma}_{max} + \{z_i\}_n S, \quad (6)$$

где  $n$  – общее число реализации (объем выборки).

Возможные значения  $\sigma_{max}$ , найденные по уравнениям (5) и (6), подставляются в формулу (3). В результате образуется случайная последовательность числа циклов до разрушения  $\{N_i\}_n$ , которая затем подвергается статистической обработке в целях получения теоретического распределения  $N$ .

Выполним реализацию алгоритма. Примем, что в кривошипе станка-качалки СКДР-6 обнаружена трещина полудлиной  $l_0 = 0,5$  мм. Требуется определить число циклов до разрушения, если полудлина трещины достигает критического значения  $l_c = 45$  мм. Параметры амплитуды цикла напряжений  $\bar{\sigma}_{max} = 55$  МПа,  $S = 4,4$  МПа.

По этим данным с выборкой  $n = 1000$  значений сгенерирована в пакете Microsoft

Office Excel – 2007 случайная последовательность числа циклов до разрушения  $\{N_i\}_n$ .

Полученные значения случайной последовательности проверяли на согласие по критерию  $\chi^2$  по следующим теоретическим распределениям:  $\beta$ -,  $\chi^2$ -, Эрланга, показательному, Фишера,  $\gamma$ -, логнормальному, нормальному, Стьюдента, треугольному, равномерному на интервале и Вейбулла. Максимальная вероятность согласия  $\beta=0,203$  получена для логнормального закона распределения, она выше допустимой 0,05. Критерий  $\chi^2 = 16,9$  при числе степеней свободы 13. Выборочные числовые характеристики для рассматриваемого объекта равны соответственно:  $\bar{N} = 48228,6$ ;  $S_0 = 7691,8$ . Результаты моделирования представлены в таблице 1. Смоделированное логнормальное распределение для  $N$  является статистическим аналогом теоретического распределения, представленного уравнением (4).

Таблица 1

Результаты вероятностного моделирования параметра  $N$

№№	число циклов $N$ до разрушения		частота		$\chi^2$
	нижняя граница	верхняя граница	смоделированная	теоретическая	
1	< 32000	32000	5	6,1	0,183
2	32000	34666,67	9	16,5	3,395
3	34666,67	37333,33	34	39,7	0,814
4	37333,33	40000	83	73,2	1,31
5	40000	42666,67	120	108,4	1,231
6	42666,67	45333,33	143	133,9	0,621
7	45333,33	48000	139	141,9	0,059
8	48000	50666,67	130	132,2	0,038
9	50666,67	53333,33	110	110,5	0,002
10	53333,33	56000	77	84,2	0,613
11	56000	58666,67	56	59,2	0,176
12	58666,67	61333,33	38	38,9	0,022
13	61333,33	64000	21	24,1	0,405
14	64000	66666,67	9	14,2	1,911
15	66666,67	69333,33	10	8	0,494
16	> 69333,33	-	16	8,9	5,65

Результаты расчетов в таблице 1 представлены для наглядности на рисунке 1.

Параметры логнормального закона распределения определяются по формулам:

$$\bar{N}_* = 2\ln\bar{N} - 0,5\ln(S_0^2 + \bar{N}^2); \quad (7)$$

$$S_* = \sqrt{\ln(S_0^2 + \bar{N}^2) - 2\ln\bar{N}}. \quad (8)$$

Вероятность безотказной работы рассматриваемого объекта записывается в виде:

$$R(N) = Prob\left(z > \left[\ln N - \frac{\bar{N}_*}{S_*}\right]\right), \quad (9)$$

а интенсивность отказов:

$$h(N) = \varphi \left[ \frac{\ln(N - \bar{N}_*)}{NS_*R(N)} \right], \quad (10)$$

где  $z$  – нормированная нормальная случайная величина;  $\varphi$  – ее плотность.

При указанных значениях  $N$  и  $S$  с применением уравнений (7-8) вычислены  $\bar{N}_* = 10,77$ ;  $S_* = 0,163$ . По уравнения (9-10) найдены показатели надежности рассматриваемого объекта при двух наработках:  $N_1=32000$  и  $N_2 = 64000$ , для которых соответственно установлены вероятность безотказной работы:  $R(N_1)=0,99245$  и  $R(N_2)=0,0348$ , а также интенсивность

отказов:  $h(N_1) = 4,4 \cdot 10^{-6}$  и  $h(N_2) = 221,6 \cdot 10^{-6}$  отказа в единицу времени. При известном времени изменения цикла напряжений ресурс можно представить в мотто-часах или в объемах перекаченной сплошной среды (нефти или газа).

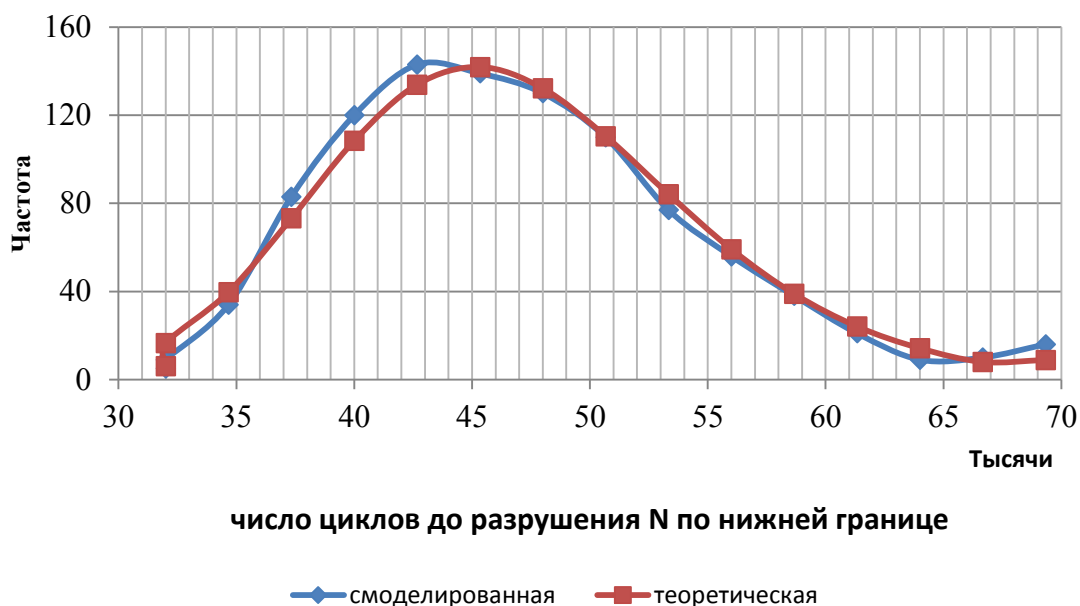


Рисунок 1. Диаграмма сопоставления частот в зависимости от числа циклов

Рассмотренная методика позволяет прогнозировать количество замен поврежденных ЭМС, а также периодичность текущих ремонтов.

Библиографический список

1. Кучерявый В. И. Надежность конструкций машин при эксплуатационных режимах работы: дис. ... докт. техн. наук / Кучерявый Василий Иванович. – М., 1998. – 369 с.
2. Брок Д. Основы механики разрушения / Д. Брок – М.: Высшая школа, 1980. – 368 с.
3. Ермаков С. М. Курс статистического моделирования / С. М. Ермаков, Г. А. Михайлов. – М.: Наука. 1976. – 320 с.

УДК 621.822.5:621.891:678.046.2

### Анализ износа и разрушения опор вооружения шарошечных долот

Быков И. Ю., Борейко Д. А., Ризаханов Ф. А. (formicee@gmail.com)

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

#### Типы шарошечных долот

Шарошечным долотом называется такой породоразрушающий инструмент, у которого основным рабочим органом является шарошка – стальная конусообразная деталь, свободно посаженная на ось и несущая на своей поверхности инденторы – зубцы, штыри. Оно представляет собой своеобразный механизм, у которого вращение его корпуса преобразуется во вращательное движение шарошек вокруг их оси, в результате чего происходит поражение забоя зубцами, периодически вступающими с ним в контакт.

В нашей стране на долю шарошечных долот приходится свыше 90 % объема глубокого бурения.

Современные трехшарошечные буровые долота – это особо сложные изделия из высококачественных материалов, содержащие в опорах тяжело нагруженные радиальные и торцовые подшипники качения и скольжения, имеющие мощное стальное или твердосплавное вооружение шарошек, сложные промывочные узлы с износостойкими минералокерамическими или твердосплавными насадками, рассчитанными на работу в

абразивной среде при перепадах давления до 12 МПа и расходе промывочной жидкости до 0,05 м<sup>3</sup>/с и более.

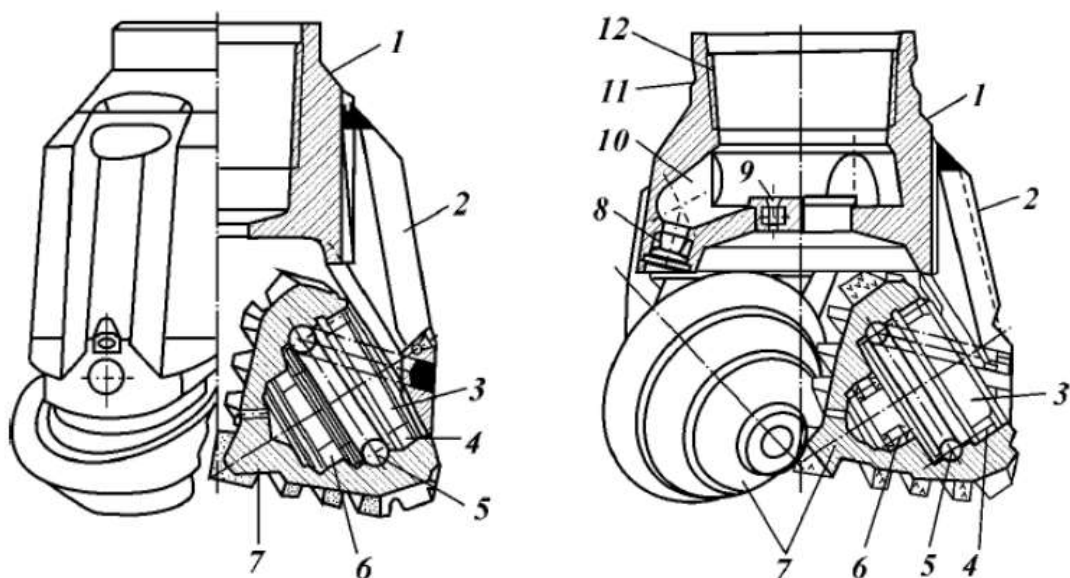


Рисунок 1. Трехшарошечное долото

Долото состоит из следующих основных узлов: литого корпуса 1, лап 2, узла опор, включающего цапфу 3 и подшипники 4-6, шарошек 7 и очищающего или промывочного узла. В состав последнего могут входить сопла 8 и 9, формирующие высоконапорный поток бурового раствора, а также каналы 10 (рисунок 2), просверленные в корпусе 1. Верхняя часть 11 корпуса обычно называется присоединительной головкой, так как она служит для присоединения к переводнику или нижнему концу буровой колонны. В данном случае она выполнена в виде муфты с внутренней конической резьбой 12.

На нижней части корпуса 1 обычно предусмотрены пазы, в которые вставляют лапы 2 со смонтированными шарошками. Лапы приваривают к корпусу 1 прочными сварными швами.

Шарошечные долота выпускаются в соответствии с ГОСТ 20692-75. Этим документом предусматривается изготовление шарошечных долот 13 типов, 39 различных номинальных диаметров – от 46 до 508 мм. Типы долот отличаются друг от друга конструкцией и расположением шарошек и зубцов на них, а также конструкцией опор шарошек.

Надежность шарошечных долот имеет большое значение при бурении глубоких скважин. Недостаточный ресурс работы долота приводит к частой замене инструмента - значительным затратам на спускоподъемные операции. В целом надежность шарошечных долот характеризуется безотказностью и долговечностью отдельных узлов и вооружения шарошек. Опыт эксплуатации шарошечных долот показал, что их ресурс работы определяется конструктивными особенностями и износостойкостью опорных элементов, узлов герметизации опор, вооружения, промывочных устройств.

Существенное влияние на надежность работы шарошечных долот также оказывает состав и эффективность применяемых смазочных материалов, и ряд других факторов. Поэтому при разработке новых конструкций буровых долот комплексный подход к решению задач надежности является необходимым.

#### Исследование износа и разрушения опор вооружения шарошечных долот

Наиболее важным узлом в конструкциях шарошечных долот являются опоры шарошек. Они обеспечивают действие кинематических схем долота и создают условия для эффективной работы вооружения.

В значительной степени распространены опоры долота с многорядным ступенчатым подшипником. В зависимости от размера и типа долота, опоры шарошек состоят из одного, двух или трех радиальных подшипников качения или в комбинации с подшипниками

скольжения. Обязательным элементом конструкции является замковый подшипник, фиксирующий шарошку на цапфе от осевых перемещений.

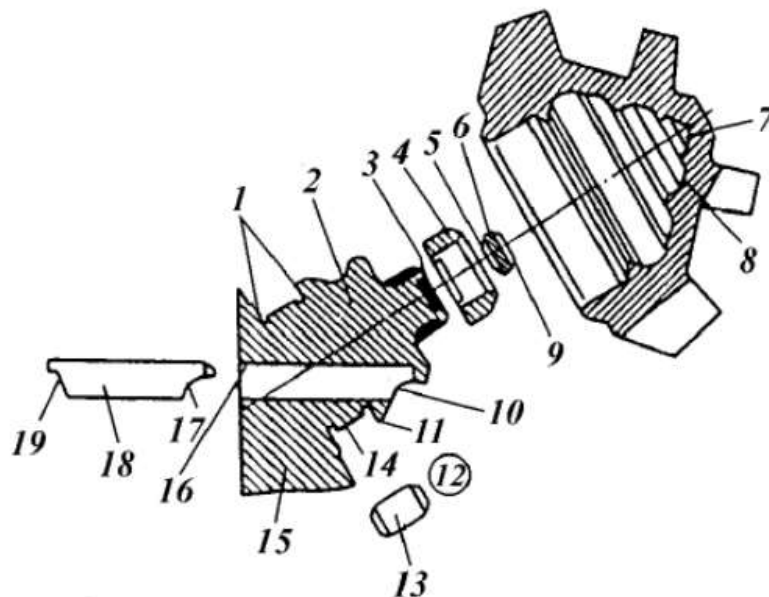


Рисунок 2. Элементы опоры долота

Внутренние элементы долота показаны на рисунках 2 и 3, а крышка или пробка 20 компенсатора 25 – на рисунке 5. Опора шарошки долота обычно состоит из консольной цапфы 2, составляющей единое целое с лапой 15, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника 12. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход 16, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем 18. Эта деталь имеет форму 7 штыря, а выполняет роль пробки, заходящей в проход и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки 10.

В пальце 18 на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез 17, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки 10 замкового подшипника, а на другом – канавка 19 под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его смещению и выпадению.

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих отечественных и зарубежных долот состоит из беговой дорожки 14, роликов 13 и направляющих плоскостей 1. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком 11.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой 4, которая впрессовывается в гнездо 8, высверливаемое в шарошке. Втулку 4 часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) 3 и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник 9 в виде планшайбы с накаткой 6 по боковой поверхности и со шлифованным днищем 5. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо 7, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой 4 или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку 4 и подпятник 9.

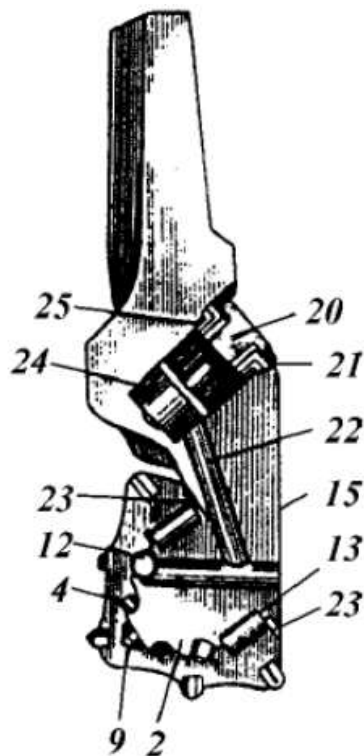


Рисунок 3. Секция долота с герметизированной опорой

В случае если опора долота герметизирована (см. рисунок 3) в ее состав чаще всего включают также сальниковое уплотнение 23, гибкую диафрагму 21 (являющуюся основной деталью компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) 24, каналы для смазки 22 и крышку или пробку 20, перекрывающую полость резервуара 24.

В процессе бурения наиболее интенсивному изнашиванию подвергаются вооружение, опоры и системы промывки долот. При достижении предельного износа хотя бы одного из этих элементов долото становится непригодным для дальнейшего бурения и требует замены. Наряду с постепенным изнашиванием нередко наблюдаются поломки отдельных элементов, которые могут привести к частичной или полной потере работоспособности долота

Учитывая одностороннюю нагруженность опоры и работу подшипников качения без сепараторов, тела качения в зоне нагружения вращаются в противоположных направлениях друг относительно друга, а, следовательно, изнашиваются вдвое быстрее, чем в случае наличия сепаратора. В результате возрастает работа трения и износ тел качения.

Выходя из зоны нагружения, особенно при большом суммарном зазоре между роликами вследствие изнашивания, тела качения теряют скорость и связь с шарошкой. В тот момент ролики в ненагруженной зоне при изношенном подшипнике имеют возможность разворачиваться или располагаться под углом к образующей подшипника, что может привести к заклиниванию шарошек или скольжению и раскалыванию тел качения. При выходе тел качения в зону нагружения, в результате большой разницы между скоростями движения беговых дорожек и тел качения, будет происходить интенсивное проскальзывание соприкасающихся поверхностей и усиленный износ роликов по диаметру и их длине. При достижении определенной ширины беговой дорожки и длины ролика последний будет разворачиваться и приводить к заклинке шарошки. При наличии в опоре подшипников скольжения, они также изнашиваются в процессе работы долота, но характер их изнашивания будет отличным от такого в подшипниках качения и выражается, прежде всего, в схватывании и вырывах в поверхностных слоях.

Сложность изучения механизма изнашивания опор заключается в том, что опора – это многорядный неразъемный подшипник, где от работоспособности каждого подшипника зависит долговечность долота в целом. Загруженность подшипников опор неравномерна, чем и вызывается неоднородность сработки и неравномерность изнашивания подшипников.

Детальные исследования в лабораторных, стендовых и промышленных условиях позволили установить основные виды разрушения опор шарошечных долот. Выделяются, как и обычно, три периода процесса изнашивания – **приработка, установившийся и катастрофический** износ. Основные виды изнашивания опоры – усталостное и абразивное. Абразивное изнашивание сопровождается механическими и механохимическими микроразрушениями поверхностного слоя.

Абразивному изнашиванию подвергаются все поверхности, омываемые буровым раствором, содержащим абразивные частицы. Интенсивность этого вида изнашивания на различных участках поверхности трения во времени различна и определяется следующими факторами: скоростью относительного перемещения, размером и твёрдостью абразива, размером, твёрдостью и состоянием рабочих поверхностей опоры, видом смазочной среды и т. п. При определённых условиях работы долота этот вид изнашивания может быть ведущим.

**Ударно-абразивное** изнашивание также может развиваться на различных участках опоры, даже в ненагруженной её зоне. Исследованиями показано, что оно проявляется в виде внедрения зёрен абразива, находящегося между контактирующими телами и при многократном повторении деформации, вызывает охрупчивание и последующее выкрашивание поверхностей трения.

При герметизированной опоре эти виды изнашивания могут проявляться в меньшей мере и вызываться появлением в полости шарошки продуктов изнашивания (частицы наклепанного, цементованного слоя, золы, образующейся при сгорании смазки, а также при разгерметизации опоры). В процессе работы опоры на сопряжённых поверхностях элементов с различной интенсивностью протекают окислительный и тепловой виды изнашивания, но основным видом изнашивания как в герметизированных, так и негерметизированных опорах является **усталостное** выкрашивание. Причина его – циклические, контактные физико-химические взаимодействия. Проявляется это после накопления определённого числа циклов нагружения, которое зависит от исходной усталостной прочности материала, свойств смазочной среды, величины и направления скоростей качения и скольжения, шероховатости поверхностей, цикличности нагрузки и других.

На ранних стадиях развития усталости металла микротрещины способны завальцовываться. В случае негерметизированных опор, наличие в опоре абразива неизбежно. Поэтому абразив в процессе трения будет сошлифовывать микротрещины, отдаляя процесс усталостного разрушения поверхностей. Наиболее интенсивному изнашиванию подвержены беговые дорожки цапфы, меньше тела качения и поверхности шарошек.

Наибольшему изнашиванию подвержены беговые дорожки роликового подшипника и подшипника скольжения, а интенсивность изнашивания цапфы замкового подшипника остаётся на одном уровне с момента приработки до периода повышенного износа. Установившийся режим изнашивания для цапфы роликового подшипника при негерметизированной опоре ограничен до 100 тыс. оборотов, а к концу третьего периода (150 тыс. оборотов), как правило, начинаются интенсивные выкрашивания. Этому способствует также динамичность нагрузки, наличие абразивной среды и т. д. Для герметизированных опор при нормальной их эксплуатации эти величины в кратное число выше.

Изнашивание подшипников скольжения имеет несколько иной характер. Отмечается тенденция к снижению интенсивности изнашивания пары трения по мере увеличения длительности испытания. Явно выделяется по интенсивности изнашивания период приработки и разграничить периоды установившегося и катастрофического изнашивания не всегда удаётся.

Схватывания возникают при перегрузке, перегреве или при недостаточной смазке подшипников скольжения. В результате схватывания поверхности повреждаются на значительную глубину ввиду вырывов металла. Процесс схватывания первого рода сопровождается сильной деформацией поверхности, достаточной для разрушения поверхностных плёнок и обнажения ювенильных поверхностей, возникновением местных механических связей на пятнах контакта.

Схватывание первого рода происходит при низких температурах (373-473) К, малых

скоростях скольжения и высоких значениях коэффициента трения. Разрушение материала распространяется на большую глубину (3-4) мм.

Схватывание второго рода сопровождается локальным разогревом поверхностей трения до температуры плавления металла. Коэффициент трения при этом изменяется в пределах 0,1-1, а глубина разрушаемого слоя достигает 1 мм. При этом возможна вторичная закалка и отпуск поверхностных слоев взаимодействующих тел. Схватывание поверхностей цапфы и шарошки в подшипниках скольжения опор долот сопровождается вырывом частиц металла с одной поверхности и налипанием их на другой, что ведёт к заеданию пары трения.

Наряду с постепенным изменением формы и размеров в результате различных видов изнашивания опорные поверхности долота подвергаются также разрушению выкрашиванием. Цапфа долота подвержена разрушению больше других элементов опоры, однако различные участки её подвергаются разрушению с различной интенсивностью. Обычно скалываются бурты цапф, причём не только на нагруженной, но и на ненагруженной (у замка пальца) стороне. Исследованиями показано, что скалывания буртов отмечается у 40,8 % обследованных цапф. Наиболее интенсивному скалыванию подвергается бурт, расположенный между большой роликовой и шариковой дорожками. Шарошки долота с нарушенной, в результате скалывания буртов, базой отжимаются при бурении к центру забоя; диаметр скважины при этом уменьшается, хотя износ вершин калибрующих зубьев ещё невелик. Такое неконтролируемое уменьшение диаметра скважин может отрицательно отразиться на работе последующего полноразмерного долота и даже может привести к его заклиниванию во время спуска в скважину.

В работе «Исследование работы шарошечных долот с подшипниками скольжения» В. Ф. Ерёмченко отмечается, что максимальный износ наблюдается у беговых дорожек шариков до 1,6 и у подшипников скольжения до 0,6 мм. Таким образом, тяжёлые условия работы и конструктивное несовершенство опоры позволяют развиваться на поверхностях трения как допустимым (окислительный, абразивный), так и недопустимым (усталостный, схватывание и даже фреттинг-процесс) видам изнашивания и разрушения. Правильным выбором конструктивных схем опор и зазоров по подшипникам, материалов элементов подшипников и технологии их химико-термической обработки, а также подборки смазок, противоизносных присадок к ним и режимов отработки долот можно регулировать износ опорных элементов и значительно увеличить долговечность долот.

#### Рекомендации по повышению срока службы уплотнений опор вооружения шарошечных долот

Одним из слабых звеньев в цепочке надежности опор буровых долот являются уплотнения систем смазки. Ресурс их работы мал, а потому быстро наступает износ опорных поверхностей долота.

Согласно ГОСТ 14896-84 резина В-14, из которой изготавливают большинство деталей уплотнительных устройств для бурового оборудования, имеет следующие физико-механические свойства:

Временное сопротивление при растяжении, Мпа	– 11,8;
Относительное удлинение при разрыве, %	– 140;
Твердость по ШОРУ	– 75-90;
Сопротивление раздиру, кН/м	– 34,3;
Износостойкость, Дж/мм <sup>3</sup>	– 6,0;
Интервал рабочих температур	– 60 +100 °С

Однако с такими свойствами резину В-14 предприятия, обслуживающие буровые установки, практически не получают. Качество резины невысокое и обычно не соответствует приведенным требованиям по физико-механическим свойствам.

По результатам исследований физико-механических свойств композиционной резины во всесоюзном научно-исследовательском институте эластомерных материалов и изделий (ВНИИЭМИ) с соблюдением общих требований к проведению испытаний по ГОСТ 269-66



свойств было выявлено, что оптимальной концентрацией наполнителя в резине В-14 является объемная доля, равная 20 %.

Композиционные материалы обозначим В-14БС20, В-14КС20,

где В14 – тип резиновой матрицы;

Б, К – волокно «Банавис», «Капрон»;

С – объемная доля в материале;

20 – значение объемной доли волокнистого наполнителя в композиционном материале.

Таблица 1

Некоторые свойства резин и композиционных материалов

Показатели	Марка материала				
	Резина В-14-1	Румынская резина АЕ-22	Композиц. материал «Сантовеб»	Композиц. материал В14БС20	Композиц. материал В14КС20
1. Временное сопротивление, МПа	11,8	16,0	15,1	10,7	20,4
2. Относительное удлинение, %	140	200	45	90	20
3. Твердость по Шору, А	75-90	73-83	85-86	85	87
4. Сопротивление раздиру, кН/м	34,3	40	53	50	120
5. Эластичность по Шобу, %	25	-	26	32	36
6. Износостойкость, Дж/мм <sup>3</sup>	6,0	-	-	6,4	13,8

Из таблицы видно, что свойства композиционного материала В-14БС20 вплотную приближают его к американскому аналогу с волокном «Сантовеб», объемная доля которого в композиционном материале составляет 24 %.

Физико-механические свойства композиционного материала В-14БС20 на основе каучука СКН хорошо согласуются со свойствами композиционного материала, содержащего 26 % объема вискозы, но полученного на основе каучука СКИ-3.

Композиционный материал В-14КС20 оказался лучшим по прочности, сопротивлению раздиру и износостойкости. Сравнение композиционного материала В-14КС20, с материалами, применяемыми для изготовления уплотнений гидравлических устройств, судовых подшипников и резинометаллических опор для гидравлических забойных двигателей, показало преимущество материала В-14КС20. Материалы В-14БС20 и В-14КС20 были использованы для изготовления уплотнений штоков буровых насосов, фонтанной арматуры, компрессоров. В подавляющем большинстве случаев удалось значительно повысить надежность бурового оборудования и другой техники.

Несмотря на высокие эксплуатационные свойства материалов В-14БС20 и особенно В-14КС20, использование их для изготовления герметизирующих устройств шарошечных долот не принесло желаемых результатов. Опоры долота оказались недостаточно долговечны из-за быстрой разгерметизации вследствие высокой температуры в зоне трения. В дальнейшем для герметизации опор были использованы разработанные более термостойкие композиционные материалы ИРП-1078КС20 и ИРП-1278КС20 на основе резины ИРП-1078 и ИРП-1278 с 20 % объемной долей наполнителя капрона.

Лабораторные исследования физико-механических свойств композиционных материалов ИРП-1078КС20 и ИРП-1278КС20 показали, что они превышают на 15-25 % все аналогичные показатели композиционного материала В-14КС20.

Некоторые свойства композиционных материалов

Показатели	Марка материала			
	Композиц. материал ИРП-1078КС20	Композиц. материал ИРП-1278КС20	Композиц. материал В14БС20	Композиц. материал В14КС20
1. Временное сопротивление, МПа	23	16	10,7	20,4
2. Относительное удлинение, %	16	14	90	20
3. Твердость по Шору А	102	102	85	87
4. Сопротивление раздиру, кН/м	135	140	50	120
5. Эластичность по Шобу, %	42	46	32	36
6. Износостойкость, Дж/мм <sup>3</sup>	17	17,5	6,4	13,8

Для проведения стендовых испытаний композиционных материалов, предназначенных для уплотнений шарошечных долот, изготовлены соответствующие приспособления (рисунок 4).

На рисунке 4 а показан узел трения для испытания уплотнений шарошечного долота Ш 215,9 МС-ГАУ. Оправку 1 вставляют в патрон токарного станка (рисунок 4 б). На оправку надевают кольцо 2 с установленным в него уплотнением 3. Вилка 4 удерживает кольцо 2 от проворота во время испытаний. Она устанавливается в заднюю бабку токарного станка. Испытания проводили по предварительно смазанной поверхности, но без дальнейшего подвода смазочного материала. Истирание уплотнений проводили в течение одного часа при 500 об/мин. Число оборотов до заданного поднимали за 1,5-2 мин. Во всех испытаниях натяг по диаметру уплотнений составлял 0,2 мм.

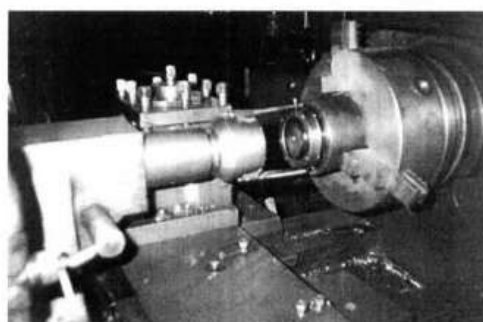
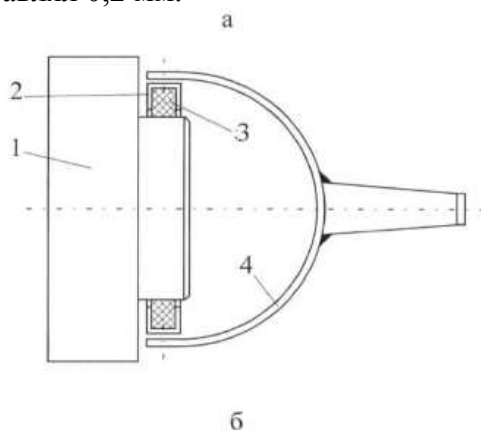


Рисунок 4. Приспособление для испытания уплотнений шарошечных долот

На рисунке 5 а показано приспособление для опрессовки узла трения после истирания, которое монтируют на стенде (рисунок 5 б).

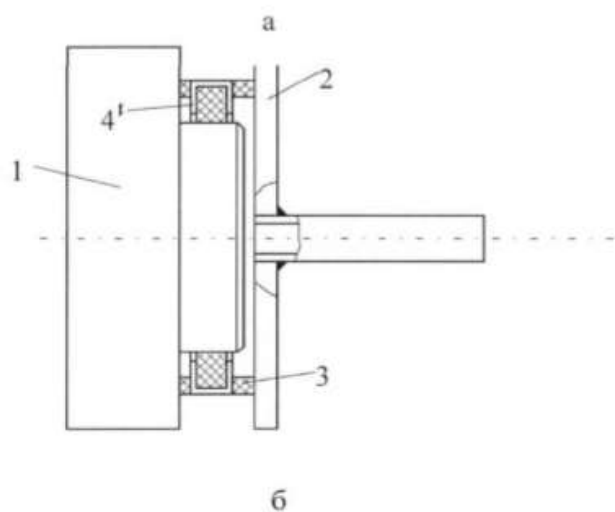


Рисунок 5. Приспособление и стенд для гидроиспытаний уплотнений шарошечных долот

Подвод жидкости осуществляют через крышку 2, соединенную винтами с оправкой 1 через резиновое кольцо 3. Жидкость под давлением насоса направляется под испытуемое уплотнение и имеет свободный выход через полукольца 4. Давление жидкости фиксировалось электроконтактным манометром.

В таблице 3 приведены результаты исследования износостойкости кольцевых уплотнений шарошечных долот, изготовленных из различных резин и композиционных материалов.

Таблица 3

Результаты стендовых испытаний уплотнений

Материал	Температура трения, °С	при	Давление разгерметизации, МПа
В-14	160		-
В-14БС20	130		0,2
В-14КС20	90		0,2
ИРП-1078	120		0,35
ИРП-1078КС20	90		0,3
ИРП-1287	50		0,6
ИРП-1287КС20	40		0,8

В результате исследований установлено:

1. Лучшим материалом для уплотнений шарошечных долот является композиционный материал из резины ИРП-1287, подвергнутый вторичной вулканизации. После испытаний поверхность трения в хорошем состоянии, вырывы, оплавления, трещины отсутствуют, эластичность высокая.

2. Материалы на основе резины ИРП-1078 достаточно термостойки, но к концу испытаний кромки уплотнений оплавливались и покрывались густой сеткой микротрещин. Композиционные материалы на основе резины ИРП-1078 выдерживали заданные условия испытаний, но узлы трения имели недопустимый нагрев.

3. Уплотнения из резины В-14 не выдерживали испытаний. Через 5 минут после начала испытаний кольца начинали гореть, узел трения нагревался до 160-170 °С.

Библиографический список

1. Щербаков Э. Л. Композиционные материалы для уплотняющих элементов / Э. Л. Щербаков, В. Н. Брызгалов, Н. С. Няшина // Тезисы докл. 2-ой всесоюз. научн. конф. «Нефть и газ Западной Сибири». – Тюмень, 1989.
2. Ягнатинская С. М. Технология изготовления и особенности применения резины с волокнистыми наполнителями. / С. М. Ягнатинская, Б. Б. Гольдберг, Е. М. Дубинкер. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1979.
3. Кошелев Ф. Ф. Общая технология резины: учебное пособие для хим.-технол. спец. вузов / Ф. Ф. Кошелев, А. Е. Корнеев, А. М. Бакунов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1978.

УДК 621.793

### Обзор способов и оборудования для нанесения покрытий на поверхности деталей

Соловьёв В. В., Борейко В. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Покрытие – искусственно сформированный на поверхности деталей слой, отличающийся от материала основы по составу и физико-химическим свойствам. Существует множество способов нанесения металлических покрытий на поверхности деталей [1]. На рисунке 1 приведены способы нанесения металлических покрытий и металлы, которыми можно покрывать детали.

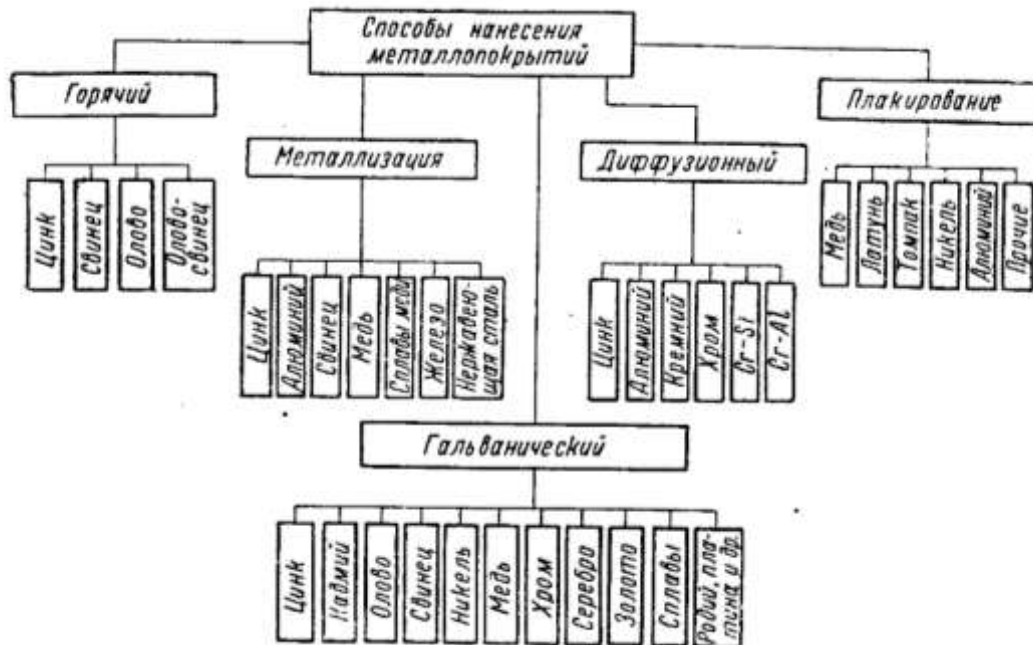


Рисунок 1. Способы нанесения металлических покрытий на поверхности деталей и используемые металлы

Кроме того покрытия могут быть и неметаллическими. По характеру расположения на поверхности покрытия подразделяются на *наслоенные* и *диффузионные*. *Наслоенное покрытие* имеет четкую границу раздела с основным металлом деталей. *Диффузионное покрытие* формируется за счет внедрения в материал основы без существенного изменения начальных размеров изделия. Существуют также *диффузионно-наслоенные* покрытия.

Существующие способы нанесения покрытий [2] делятся на следующие *основные группы*:

- химическое осаждение,
- электрохимическое осаждение,
- газотермическое напыление,
- вакуумное напыление,
- диффузионное насыщение,
- горячее покрытие,
- плакирование.

**Химическое осаждение** – получение покрытий из водных растворов солей, основанное на реакциях восстановления.

**Электрохимическое осаждение** – получение покрытий на металлах из растворов или расплавов электролитов под действием электрического тока.

**Газотермическое напыление** – получение покрытия из частиц дисперсного материала, нагретых и ускоренных с помощью высокотемпературной газовой струи.

**Вакуумное напыление** – получение покрытия из парогазовой фазы с использованием контролируемых процессов испарения, синтеза, конденсации и сорбции вещества покрытия в виде отдельных атомов и молекул в вакууме.

**Диффузионное насыщение** – получение покрытия путем легирования металлами и неметаллами поверхностного слоя основного материала при нагревании в среде, содержащей образующие покрытие элементы.

**Горячее покрытие** – получение покрытия погружением изделий в ванну с расплавленным металлом. При таком покрытии в поверхностных слоях изделия образуется сплав железа с покрываемым металлом, а выше ложится чистый металл.

**Плакирование** – получение покрытия в процессе горячей прокатки (листов и плит), прессования (труб), а также методом сварки взрывом. Заключается в совместной горячей прокатке или волочении основного и защитного металлов. Сцепление осуществляется в результате диффузии под влиянием совместной деформации горячей заготовки.

Все эти способы нанесения покрытий имеют свои достоинства и недостатки.

**Нанопокрyтия** – новый этап в развитии функциональных покрытий. Они позволяют значительно снизить коэффициент трения при сохранении износостойкости, повысить вязкость покрытий при сохранении антикоррозионных свойств и увеличить температуру эксплуатации на 50°C. Для создания нанопокрyтий используются наноструктурированные материалы, суспензии, золь-гнели. Покрытия уже широко используются в нефтедобывающей и аэрокосмической отрасли, а также в атомной промышленности.

По опыту Европы и США, газотермическое напыление успешно заменяет гальванику в производстве шаров, клинов и шиберов запорной арматуры, штоков гидравлических приводов, штоков компрессоров, плунжеров, и пр. Большинство зарубежных вариантов нанесения нанопокрyтий основано на использовании плазменного напыления суспензии. В таблице представлены основные способы газотермического напыления и их характеристики.

Специалисты Обнинского ЗАО «Плакарт» [3] применяют разработанную ими установку и технологию с использованием оборудования для высокоскоростного газотермического напыления ТСЗП-HVOF-C2. Преимуществом является возможность создания тонких, но в тоже время прочных наноструктурированных покрытий. Напыление

подается в камеру сгорания под большим давлением вместе с топливом в виде суспензии или раствора (рисунок 2). При этом используется исходный раствор в виде присадки к керосину.

Таблица

Способы газотермического напыления и их характеристики

№ п/п	Методы напыления	Применяемые материалы	Источник образования тепла	Адгезия, МПа	Пористость, %
1.	Электродуговая металлизация	Проволоки и композиты	Электрическая дуга	20-50	5-25
2.	Газопламенное напыление	Порошки и проволоки, шнуровые и стержневые материалы	Горение газообразных углеводородов	20-50	3-15
3.	Плазменное напыление	Порошки, проволоки, суспензии	Электрическая дуга (ионизированный газ)	30-60	0,5-10
4.	Высокоскоростные методы напыления	Порошки	Горение углеводородов	45-80 и более	0,1-2
5.	Высокоскоростные методы напыления наноструктурированных покрытий	Порошки, коллоидные растворы, истинные растворы	Горение углеводородов	60-100 и более	<0,1 несквозная

Применение технологии позволяет не доводить наночастицы или их агломераты до расплавления или сплавления. По сравнению с методом плазменного напыления, пламя HVOF характеризуется более высокой скоростью (800 против 400 м/с), но более низкой температурой (3000 против 10000 К).



Рисунок 2. Схема подачи раствора или суспензии в горелку HVOF

Технология позволяет получать покрытия, в которых:

- изменения состава исходного материала минимальны,
- пористость структуры снижена до состояния исходного материала,
- прочностные характеристики покрытий значительно выше.

Оборудование сверхзвукового газопламенного напыления High Velocity Oxy Fuel (HVOF) и High Velocity Air Fuel (HVOAF) относится к разряду наиболее технологических решений, внедряемых на вновь строящихся заводах в развитых странах. Обнинское ЗАО «Плакарт» разработало три системы сверхзвукового напыления: мобильную систему

начального уровня Плакарт НВА-1; универсальную систему Плакарт HV-2 (рисунок 3); мобильную систему для напыления крупногабаритных объектов Плакарт НВА-7.

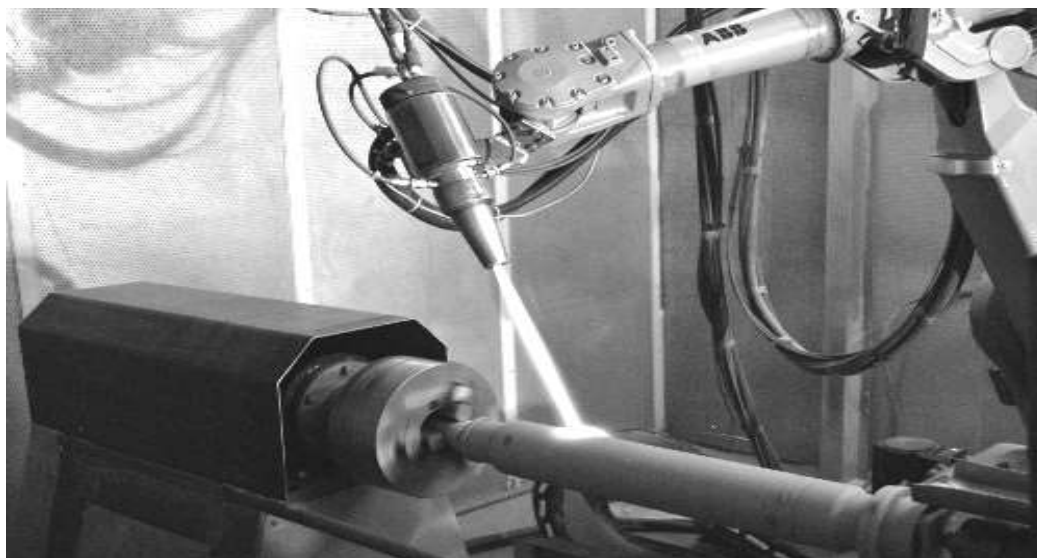


Рисунок 3. Роботизированная система высокоскоростного напыления ПЛАКАРТ HV-2

Универсальная система HV-2 одна из лучших универсальных установок HVOF в мире. Скорость потока на выходе из сопла установки составляет 7-9 скоростей звука. Установка широко используется для замены гальванического хромирования, никелирования, детонационного, вакуумного и ионно-плазменного напыления. В качестве топлива используется керосин-кислород.

Назначение комплекса HV2: нанесение износостойких, коррозионно-стойких, уплотнительных покрытий из карбидов вольфрама и хрома, металлов и сплавов, наноструктурированных материалов. Управление осуществляется контроллером. В комплект входят: охладитель; питатель порошка PF 2/2 (V= 1.5 л); горелка HVOF K-2 (рисунок 4).



Рисунок 4. Горелка HVOF K-2

Система высокоскоростного напыления НВА-7 (рисунок 5) построена на базе промышленного контроллера KOYO. Включает: порошковый дозатор AT1200; горелки сверхзвуковые АК-07, 06, 05 работающие на горючих газах (пропан, сжиженный газ, пропилен, метан); испаритель для превращения сжиженного газа в газообразную фазу.

НВА-7 идеально подходит для напыления крупногабаритных деталей, аппаратов, турбин для защиты от коррозии и износа в цеховых и полевых условиях.



Рисунок 5. Комплекс высокоскоростного напыления Плакарт HVA-7

К новым системам нанесения покрытий относится *установка детонационного напыления* (рисунок 6). Предназначена для нанесения покрытий с адгезией более 100 МПа и пористостью менее 1% на ограниченные участки поверхностей. Дискретный характер процесса позволяет точно локализовать размеры и толщину покрытия, а компьютерное управление обеспечивает высокое качество.

Выпускается также *установка газопламенного напыления проволоки Плакарт FS-15* для нанесения покрытий газопламенным методом [4]. Применяется для восстановления шеек валов и коленчатых валов, напыления молибденом (спрабонд) колец синхронизаторов, поршневых колец, ремонта подшипников скольжения, антикоррозионной защиты алюминизацией и цинкованием. В качестве материала для газопламенного напыления можно использовать любой металл или сплав, поставляемый в форме проволоки. Пистолет для газопламенного напыления Плакарт FS15 приведен на рисунке 7.

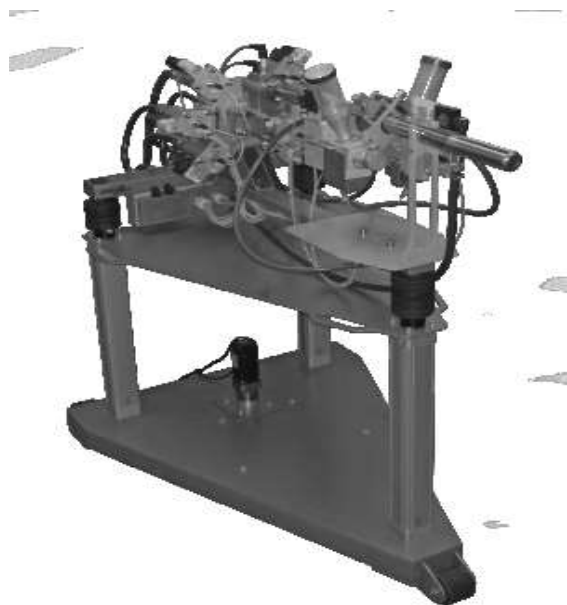


Рисунок 6. Установка детонационного напыления Плакарт ОБЬ Д-2



Рисунок 7. Пистолет для газопламенного напыления Плакарт FS15



Разработано *также оборудование холодного газодинамического напыления* ХГН ДИМЕТ [5]. Технология ДИМЕТ® является новой и ранее в промышленности не использовалась. Она включает в себя нагрев сжатого газа (воздуха), подачу его в сверхзвуковое сопло и формирование в этом сопле сверхзвукового воздушного потока, подачу в этот поток порошкового материала, ускорение этого материала в сопле сверхзвуковым потоком воздуха и направление его на поверхность обрабатываемого изделия (рисунок 8).

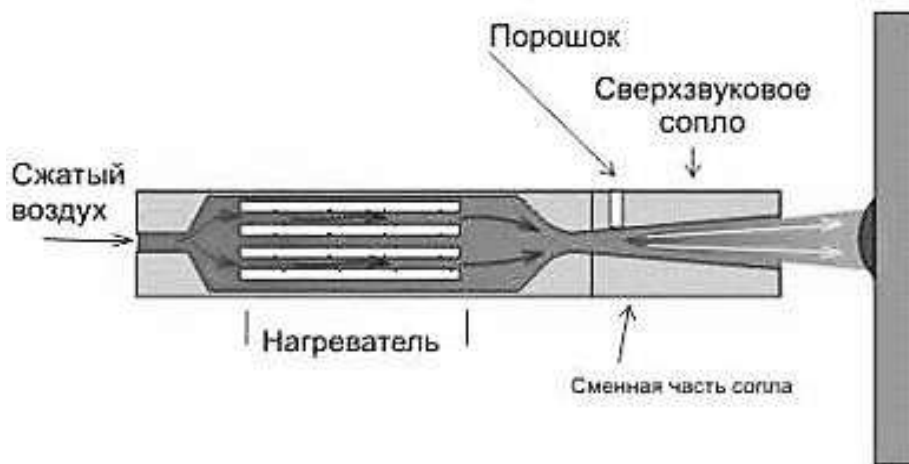


Рисунок 8. Схема работы установки ХГН ДИМЕТ

В качестве порошковых материалов используются порошки металлов, сплавов или их механические смеси с керамическими порошками. При этом путем изменения режимов работы оборудования можно либо проводить эрозионную (струйно-абразивную) обработку поверхности изделия, либо наносить металлические покрытия требуемых составов.

Выпускаются ДИМЕТ® моделей 403, 404 (рисунок 9), 405, 421 (рисунок 10).



Рисунок 9. Установка газодинамического напыления ДИМЕТ-404



Рисунок 10. Установка газодинамического напыления ДИМЕТ-421

Применяется также *установка лазерной наплавки Плакарт LN-6*. Основными преимуществами её перед другими методами наплавки являются: минимальное перемешивание; минимальное термическое влияние; высокая плотность покрытий и отсутствие пор. Оборудование предназначено для наплавки твердых износостойких металлических покрытий на новые и ремонтные детали. В состав комплекса Плакарт LN-6 входят: волоконно-оптический диодный лазер LDF мощностью от 2 до 10 кВт; питатель порошка TWIN PF 2/2; охладитель водяной.

**Установка пламенной обработки Плакарт-РР-1** (рисунок 11) представляет из себя модульный набор различных инструментов. В максимальной комплектации – установка 6 в 1: газопорошковая наплавка, порошковое напыление, напыление с оплавлением, оплавление, резка, сварка.

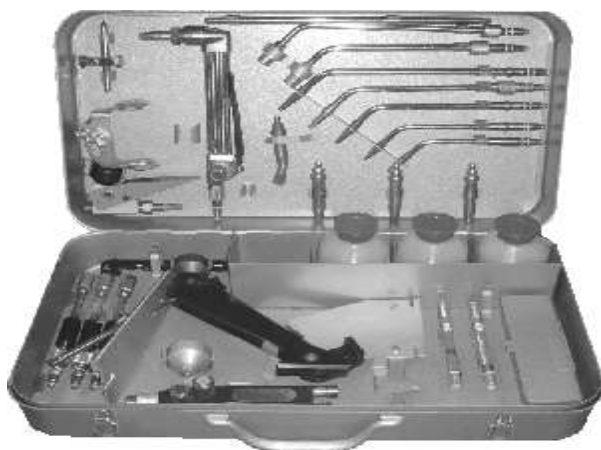


Рисунок 11. Модульный набор инструментов **Плакарт-РР-1**

Горелка наплавочная **Плакарт-РР-1** предназначена для наплавки гранулированных самофлюсующих твердых сплавов на основе Ni-Cr-B-Si на открытые поверхности деталей машин и механизмов, а также для исправления дефектов литья или механических повреждений. В горелке Плакарт-РР-1 в качестве горючего газа используется ацетилен.

Таким образом, в настоящее время разработано достаточно много способов нанесения металлических, неметаллических покрытий и выпускается множество современного оборудования для нанесения покрытий, как при изготовлении нового оборудования, так и при ремонтах изношенных деталей: корпусов погружных электродвигателей (ПЭД) установок электрических центробежных насосов (УЭЦН), рабочих органов запорно-регулирующей арматуры, роторов винтовых забойных двигателей и штоков гидроударных механизмов, калибраторов, центраторов, резьб насосно-компрессорных труб (НКТ) и др. Особый интерес представляет оборудование для нанесения нанопокровтий.

Библиографический список

1. Способы нанесения металлических покрытий. – <http://weldzone.info/technology/gas-sputtering/547-sposoby-naneseniya-metallicheskih-pokrytij>.
2. Способы нанесения покрытий. – <https://megalektsii.ru/s23828t2.html>.
3. Оборудование АО Плакарт. – <http://www.plakart.pro/catalog/oborudovanie/>.
4. Установка газопламенного напыления Plakart FS-15. – <http://www.plakart.pro/catalog/gazoplamennoe-napylenie-f/ustanovka-gazoplamennogo-napyleniya-plakart-fs-15/>.
5. Установка газодинамического напыления ДИМЕТ-404. – <https://plakart.all.biz/ustanovka-gazodinamicheskogo-napyleniya-dimet-404-g1784094>.

УДК 620.179.1

**Анализ неисправностей и дефектов нефтепромыслового оборудования на основе данных экспертизы промышленной безопасности на примере ООО «Ростехнопрогресс»**

Соснин Р. Я.<sup>1</sup>, Шаяхметов А. З.<sup>1</sup>, Борейко Д. А.<sup>2</sup>

1 – ООО «Ростехнопрогресс», г. Ижевск, РФ

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Экспертиза промышленной безопасности (ЭПБ) – это подтверждение соответствия объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности, которые содержатся в нормативно-правовых документах (Федеральные законы, Федеральные нормы и правила в области ПБ). ЭПБ является важнейшим элементом эксплуатации так называемых опасных

производственных объектов (ОПО), в составе которых работает множество сложных технических устройств. Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», техническими устройствами, применяемыми на опасном производственном объекте, считаются: машины, технологическое оборудование, системы машин и/или оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, участвующие при эксплуатации ОПО. Большое количество таких ОПО эксплуатируются в нефтегазовой отрасли, что вполне естественно, т. к. перед выпуском в обращение нефтепромыслового оборудования, необходимо подтвердить его безопасность, включая безопасность эксплуатации.

Подтверждение соответствия проводится в ходе работ по анализу проектной и эксплуатационной документации, а также диагностике и обследованию объекта экспертизы. По результатам прохождения процедуры выдается заключение о соответствии требованиям ПБ с указанием условий и сроков дальнейшей безопасной эксплуатации ОПО.

Специалисты экспертной организации ООО «Ростехнопрогресс» проведут экспертизу промышленной безопасности следующих объектов экспертизы:

- оборудования и технических устройств;
- зданий и сооружений;
- проектной документации;
- иных документов, связанных с эксплуатацией опасных производственных

объектов.

Области проведения ЭПБ:

1. В нефтяной и газовой промышленности с правом выполнения расчётов остаточного ресурса.

2. На производственных объектах, где используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа или с температурой нагрева воды свыше 115 °С, с правом выполнения расчётов остаточного ресурса (котлонадзор).

3. На объектах химических, нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих производств и других взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов.

4. На объектах газораспределения и газопотребления.

5. На подъемных сооружениях.

На предприятии работают высококвалифицированные специалисты сварочного производства, аттестованные в НАКС на уровни 1-4, специалисты неразрушающего контроля 2-3 уровней, а также эксперты, имеющие опыт работы на опасных технических объектах по техническому контролю за проведением сварочных работ, неразрушающему контролю, технической диагностике и экспертизе промышленной безопасности, оформлению и сдаче исполнительной документации. В общей сложности 15 человек аттестованных экспертов и 32 человека аттестованных в области неразрушающего контроля.

ООО «Ростехнопрогресс» имеет свою аккредитованную лабораторию неразрушающего контроля и диагностики, оснащенную современными приборами контроля, что позволяет осуществлять контроль сварочно-монтажных работ на всех стадиях производственного процесса. Все специалисты лаборатории имеют высшее техническое образование и аттестованы на 2-3 уровни как инженеры-дефектоскописты.

ООО «Ростехнопрогресс» имеет отдел экспертизы, который занимается экспертизой промышленной безопасности проектной документации на разработку, строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта; проведение экспертизы технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; проведение экспертизы зданий и сооружений на опасном производственном объекте:

- объектах нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.
- взрывопожароопасных, химически опасных объектах.
- объектах нефтегазодобычи и магистрального трубопроводного транспорта.

- объектах котлонадзора.
- металлургических и коксохимических производств и объектов.
- объектов газораспределения и газопотребления.
- объектах, связанных с подъемными сооружениями.

Как уже было отмечено ранее, несомненная актуальность и важность ЭПБ имеется в нефтегазовой отрасли. Экспертизе промышленной безопасности подлежат типы нефтепромыслового оборудования, предназначенные для работы на опасных производственных объектах, например:

- аппараты обезвоживания нефти;
- трехфазные сепараторы;
- концевые делители фаз;
- буферы-дегазаторы нефти;
- пробоотборники;
- блоки смещения;
- аппараты глубокой очистки воды;
- флотаторы-генераторы и т. д.

В процессе экспертизы нефтепромыслового оборудования должны быть определены:

- материалы и документация, необходимые для проверки соответствия требованиям промышленной безопасности;
- эксперты, отвечающие за результаты экспертизы;
- график, договор и другие составляющие условий проведения экспертизы;
- календарный план работ;
- прочие подготовительные работы.

У компании ООО «Ростехнопрогресс» накоплен богатый опыт ЭПБ ОПО в нефтегазовой отрасли. Одним из наиболее распространённых видов оборудования, с которым приходится сталкиваться специалистам Общества при работе в нефтедобывающей отрасли, являются станки-качалки (СК), которые входят в состав установок штанговых скважинных насосов (УШСН). Типовой внешний вид станка-качалки представлен на рисунке 1.

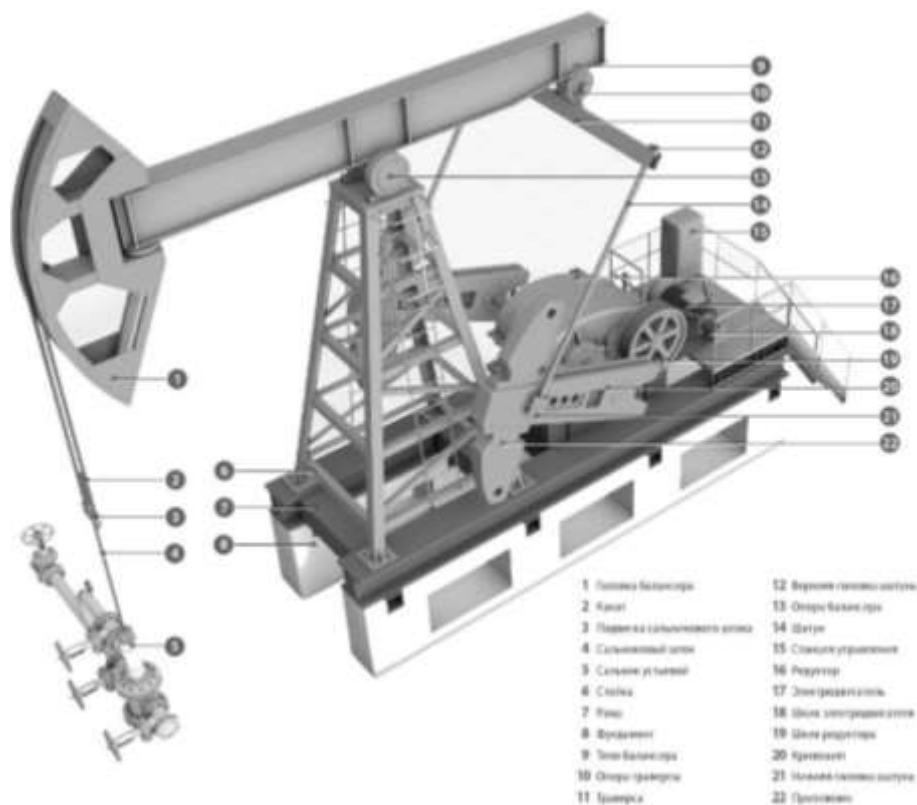


Рисунок 1. Станок-качалка (общий вид)

По представленному виду оборудования силами ООО «Ростехнопрогресс» проводятся обследования на протяжении уже более 8 лет. За это время проведено обследование более 1000 станков-качалок, выявлено около 5000 дефектов и неисправностей в различных элементах СК. Собранная статистика была подвергнута анализу с целью выявления тенденций и предрасположенностей к тем или иным видам дефектов. На рисунках 2-12 представлены диаграммы распределения дефектов и неисправностей СК по элементам с градацией по 10-тилетним периодам выпуска оборудования, начиная с 1973 по 2005 годы выпуска. В диаграммах представлено общее количество дефектных СК с выявленными дефектами данного вида.

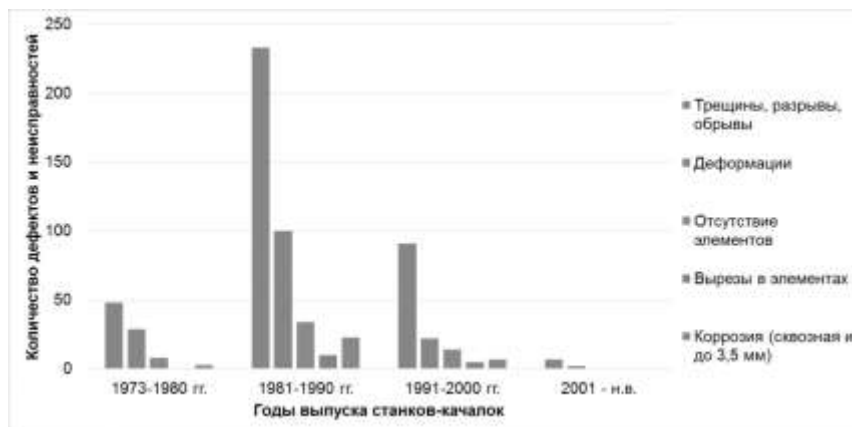


Рисунок 2. Диаграмма распределения дефектов в металлоконструкциях СК

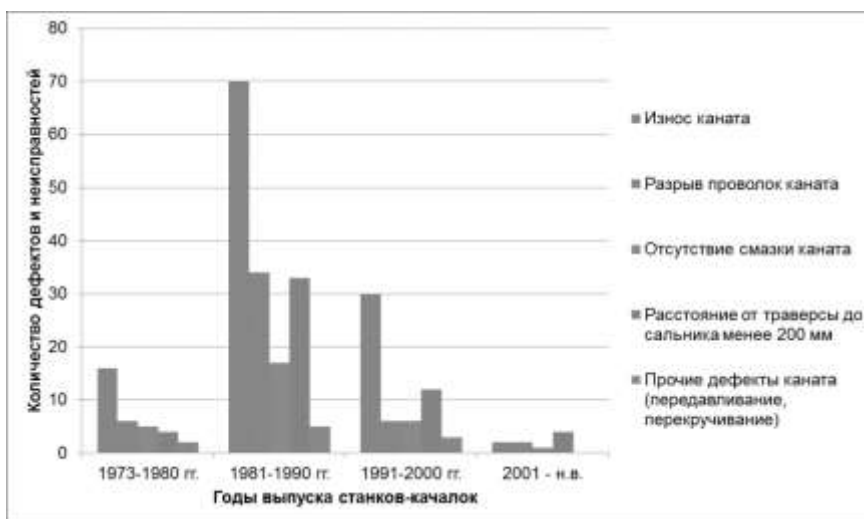


Рисунок 3. Диаграмма распределения дефектов в подвеске устьевого штока СК

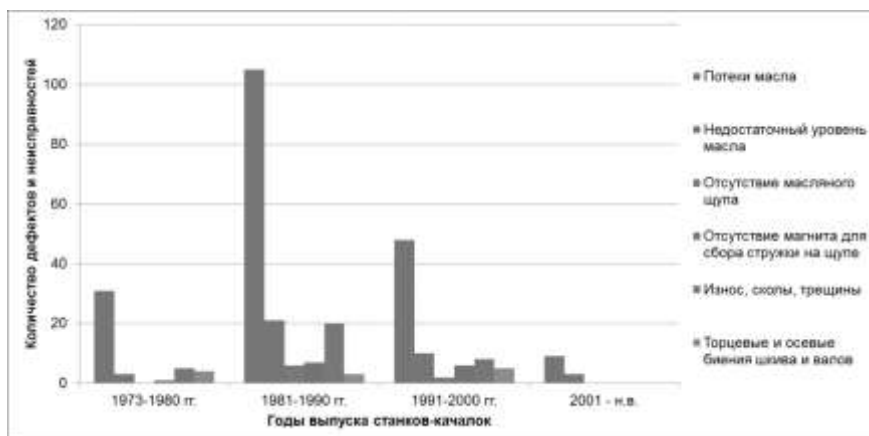


Рисунок 4. Диаграмма распределения неисправностей редуктора СК

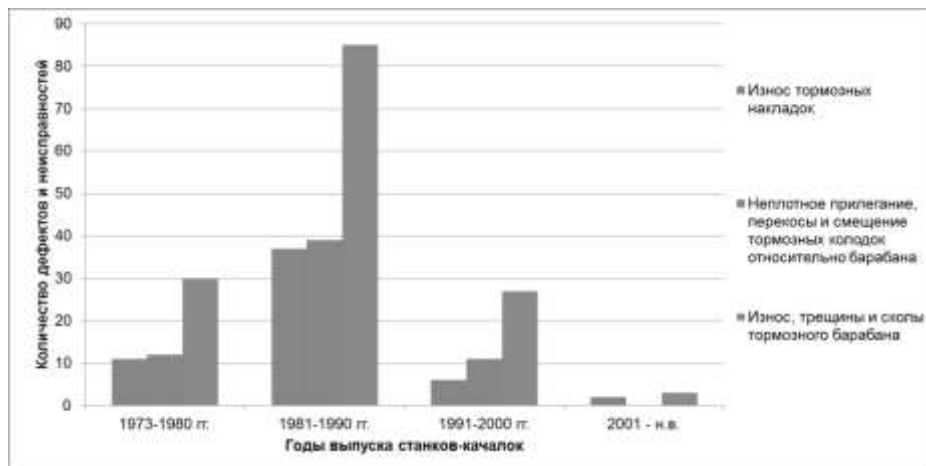


Рисунок 5. Диаграмма распределения неисправностей тормозного механизма СК

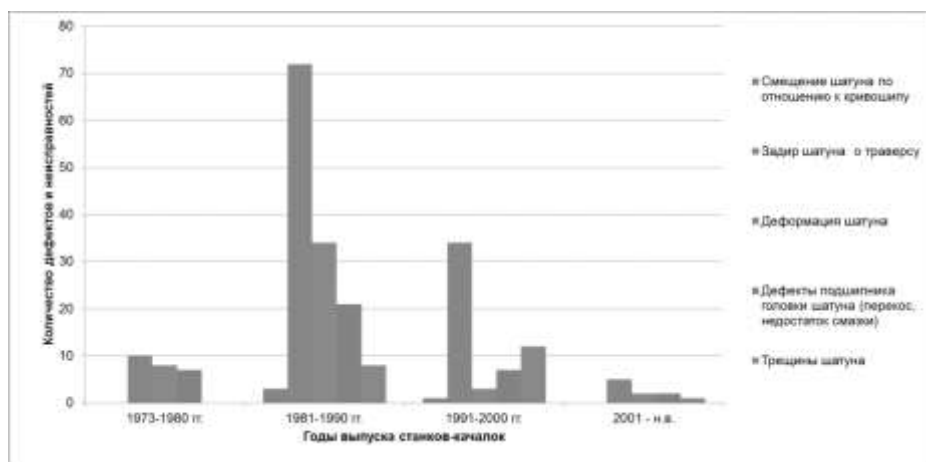


Рисунок 6. Диаграмма распределения неисправностей траверсы с шатуном СК

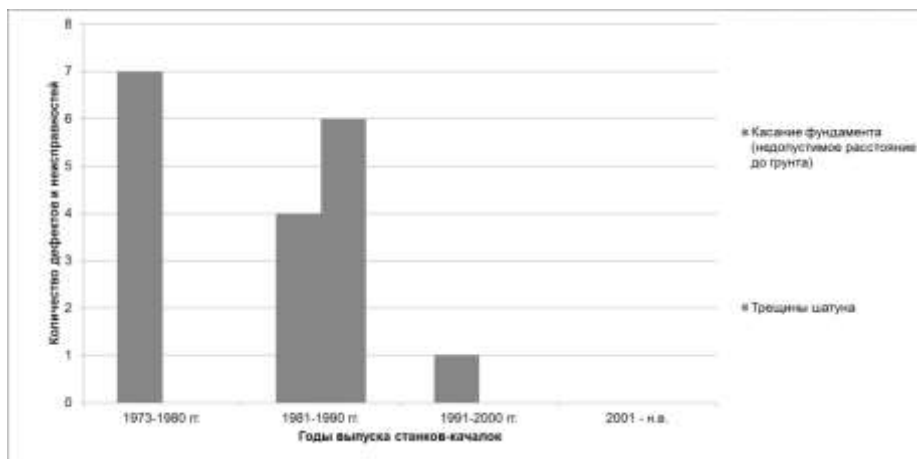


Рисунок 7. Диаграмма распределения неисправностей кривошипа с противовесом СК

Из представленных диаграмм видно, что наибольшее количество неисправностей и дефектов, выявленных при экспертизе промышленной безопасности станков-качалок, приходится на оборудование, выпущенное в период 1981-1990 гг. Наиболее распространенными видами дефектов и неисправностей станков-качалок являются: трещины, разрывы и обрывы металлоконструкций; износ каната подвески устьевого штока; потеки масла в редукторе; износ, трещины и сколы тормозного барабана; задир шатуна о траверсу; асимметрия с осью скважины; разрушение фундамента; деформация, обрывы или отсутствие лестниц/площадок обслуживания; ослабление болтовых соединений.

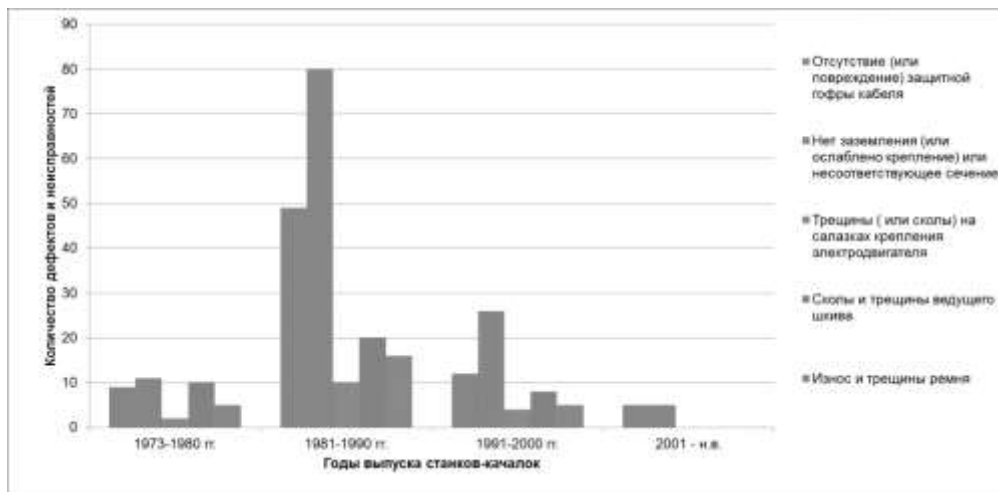


Рисунок 8. Диаграмма распределения неисправностей электродвигателя с ременной передачей и электрооборудования СК

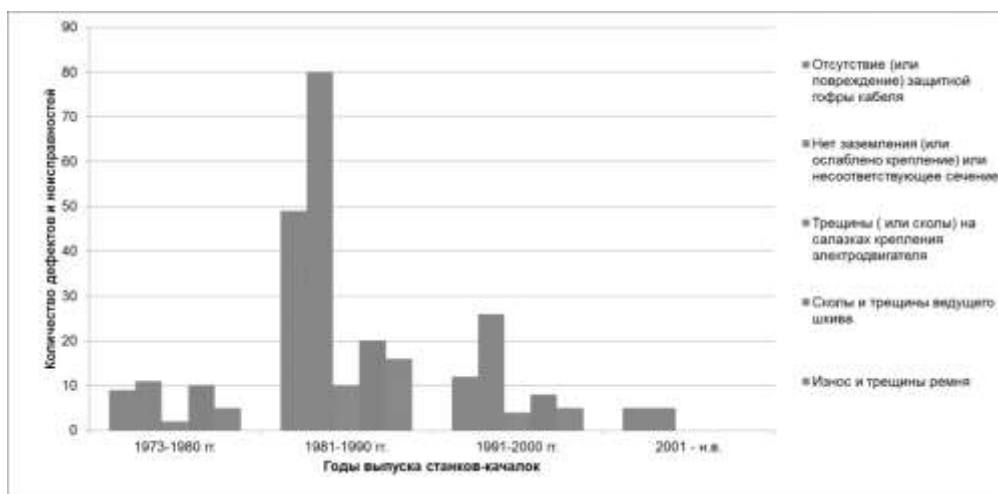


Рисунок 9. Диаграмма распределения дефектов геометрии рамы и балансира СК

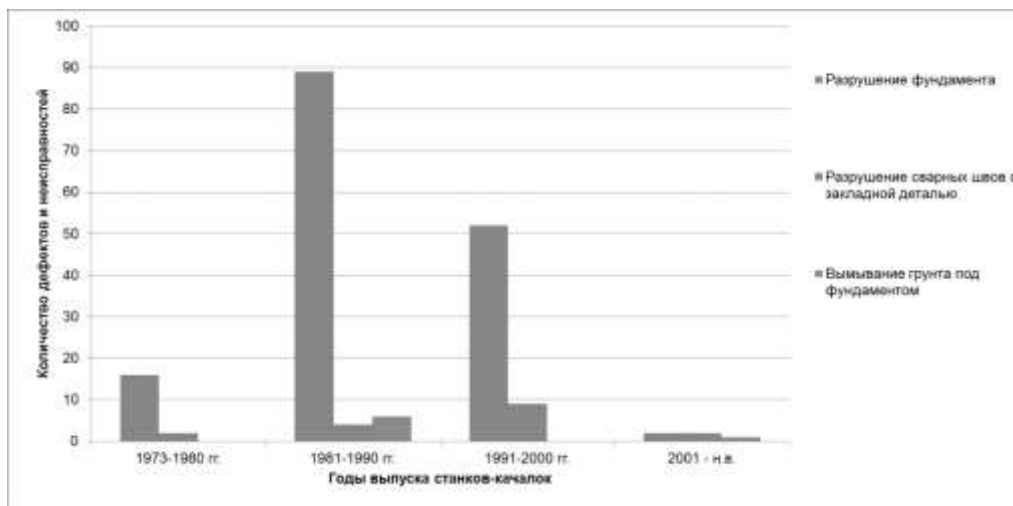


Рисунок 10. Диаграмма распределения дефектов фундамента СК

Максимальное количество дефектов металлоконструкций (рама) имеют СК, выпущенные в период с 1981 по 2000 годы. Это может быть объяснено двумя причинами:

- резкое падение качества монтажа в предперестроечное и первое послеперестроечное десятилетие;
- период приработки (выявления скрытых дефектов) для СК составляет примерно

20 лет и приходится на второе и третье десятилетие их эксплуатации; в последующее время количество дефектов примерно постоянно и не превышает среднего уровня.

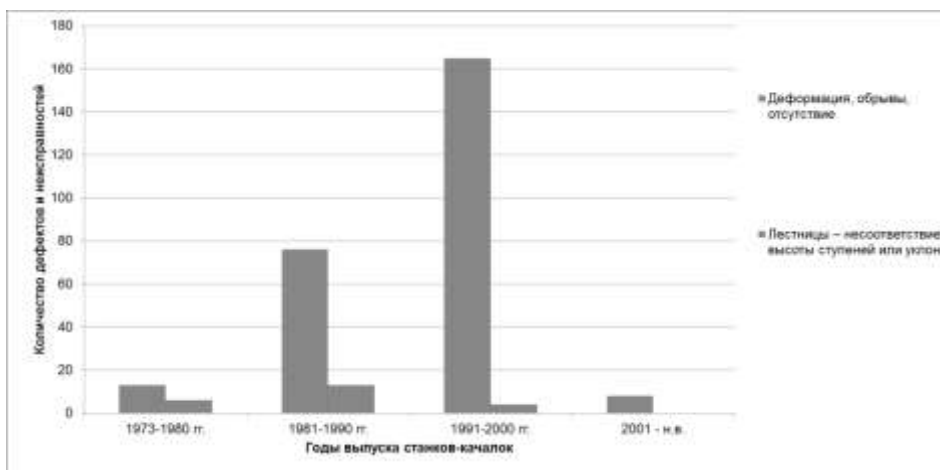


Рисунок 11. Диаграмма распределения дефектов лестниц и площадок обслуживания СК

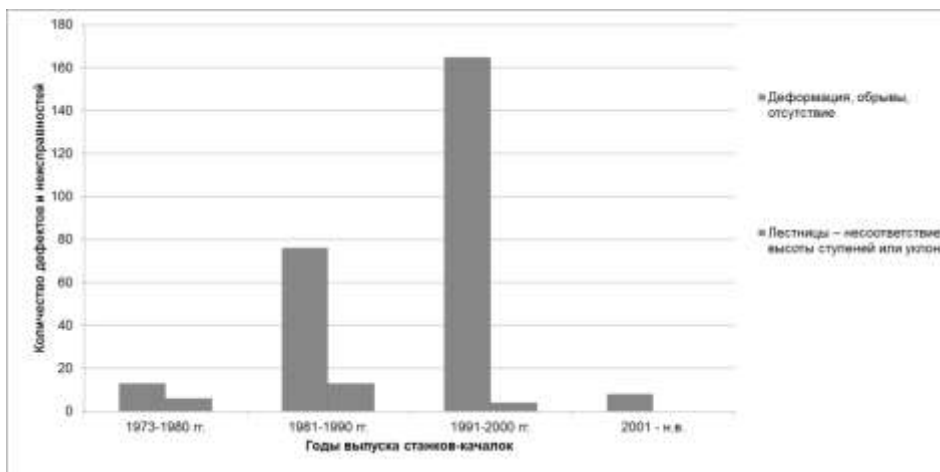


Рисунок 12. Диаграмма распределения неисправностей болтовых соединений СК

Фактор коррозии начинает существенно сказываться лишь на третье десятилетие эксплуатации.

Количество дефектов, связанных с расходными комплектующими и материалами (канат подвески устьевого штока, тормозные колодки, болтовые соединения, ремень) относительно постоянны, не зависят от периода эксплуатации станка-качалки и определяются общей культурой производства.

Дефекты, связанные с разрушением фундамента, также максимально проявляются на СК, выпущенных в период с 1981 по 2000 годы. Причины, вероятно, те же, что и для металлоконструкций.

Количество дефектов шкивов тормозного барабана и электродвигателя стабильно нарастает с течением времени и объясняется их механическим износом.

По прочим выявленным дефектам сложно говорить о тех или иных закономерностях в связи с недостаточным объемом статистической выборки.

Современное развитие науки и техники с одновременным «старением» фондов промышленного оборудования диктует совершенно новые требования в части обеспечения высокого качества выполнения работ и новые подходы к оценке результатов обследований, применяя научные методы обработки и анализа статистической информации, которой в процессе ЭПБ ОПО набирается огромное количество.

В том числе, и даже в первую очередь, для решения этой важной задачи была создана Ассоциация экспертных организаций в области промышленной безопасности «СВАЭК». Для



решения общих насущных проблем ЭПБ ОПО «под флагом» СВАЭК объединились 47 экспертов в области ПБ и более 100 специалистов по неразрушающему и разрушающему контролю из 5 городов России. Ассоциация активно поддерживает своих участников, занимающихся НИОКР, и предоставляет новые возможности и преимущества в этом направлении. ООО «Ростехнопрогресс» в том числе находится в составе «СВАЭК».

Ассоциация СВАЭК действует на территории:

- Республики Башкортостан;
- Республики Татарстан;
- Республики Чувашия;
- Республики Удмуртия;
- Марий Эл;
- Белгородской области;
- Воронежской области;
- Тамбовской области;
- Пензенской области;
- Саратовской области;
- Ульяновской области;
- Самарской области;
- Кировской области;
- Пермской области.

Предметом деятельности «СВАЭК» является:

- повышение качества работ, связанных с экспертизой промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- оказание всесторонней помощи членам Ассоциации в их деятельности, защита законных прав и интересов членов Ассоциации в органах государственной власти и органах местного самоуправления, в общественных объединениях и других организациях, а также перед третьими лицами и гражданами;
- координация деятельности членов Ассоциации, формирование здоровой конкуренции.

Руководствуясь миссией и целью Ассоциации «СВАЭК» компания ООО «Ростехнопрогресс» вышла с предложением организовать малое инновационное предприятие совместно с ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (УГТУ) с целью ведения деятельности в области ЭПБ ОПО на территории Республики Коми и Северо-Западного Федерального округа (СЗФО), а также повышения качества и достоверности результатов ЭПБ за счёт научно обоснованных аналитических выводов на основе полученных статистических данных. С учётом наличия большого опыта УГТУ выполнения различных НИОКР, связанных с проведением технических экспертиз, измерений и освидетельствований в области машин, оборудования и трубопроводного транспорта нефти и газа, объединение усилий позволит организовать научно-образовательный центр экспертизы промышленной безопасности с целью обеспечения надёжной эксплуатации ОПО нефтегазовых предприятий Республики Коми и СЗФО.

Библиографический список

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями).
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. № 101 от 12.03.2015 г. (с изменениями).
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утв. № 538 от 14.11.2013 с изменением от 09.03.2016 № 90.
4. РД 03-421-01. Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов.

5. МУ 21У-002-2004. Методические указания по проведению экспертизы промышленной безопасности станков-качалок с истекшим сроком службы и определение возможности их дальнейшей эксплуатации.

УДК 622.276.054.23:001.891

### **Создание и исследование нового бесштангового насосного оборудования**

Тимошенко В. Г., Никитин М. Н.

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, РФ*

Современное состояние нефтяной отрасли России характеризуется высокими темпами добычи нефти, с другой стороны одновременно растет фонд малodeбитных скважин, который уже составляет более 50 % от общего числа скважин. Соответственно, растут потребности в новых технологиях и оборудовании для извлечения флюида на поздней стадии разработки месторождений. Одной из главных задач механизированной добычи нефти является повышение энергоэффективности и надежности нефтепромыслового оборудования с одновременным уменьшением габаритов, упрощением конструкции оборудования. Для достижения поставленных задач на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по проектированию инновационного оборудования для добычи нефти.

На месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, применяются системы, имеющие относительно низкий КПД и надежность. Одним из перспективных разработок для малodeбитных скважин является система, состоящая из поршневого насоса с погружным линейным электродвигателем (ПЛЭД) [1].

Указанные недостатки обуславливают поиск альтернативных способов добычи. Одним из таких направлений является применение насосных установок возвратно-поступательного действия с погружным электродвигателем. Перспективным направлением в данной области является система, состоящая из поршневого насоса с маслonaполненным погружным линейным электродвигателем (ПЛЭД).

В настоящий момент разработкой насосной установки с линейным электродвигателем занимаются ряд как отечественных, так и зарубежных компаний.

Ведущими отечественными компаниями в данной области являются: корпорация «Триол», которая представила на рынке свою установку электро-плунжерного насоса (УЭПН) и ООО «Центр ИТ» с разработкой «Установка насосная с линейным приводом (УНЛП)». Также разработкой подобной установки занимается китайская компания «Хайлу» (КНР компания «Хайлу»). Все существующие технические решения имеют ряд критических минусов, а именно: насос одностороннего действия, вращательный ПЭД с редуктором, «водозаполненный» (проточный) ПЛЭД. Эти проблемы в совокупности существенно влияют на энергоэффективность и срок службы всей установки.

Использование таких узлов, как поршневой насос двустороннего действия, маслonaполненный ПЛЭД и его уплотнительный узел, поможет решить представленные проблемы и существенно повысить энергоэффективность и надежность всей установки. Таким образом, была разработана принципиальная схема скважинного поршневого насоса с ПЛЭД (рисунок 1) [1].

Применение поршневого насоса двустороннего действия исключает наличие холостого хода и, соответственно, дает более равномерную загрузку ПЭД, что позволит уменьшить его мощность, а значит – габариты.

Линейный двигатель маслonaполненного типа нуждается в герметизации выходного штока, т. е. исключения или минимизации выноса масла и проникновения флюида. Уплотнительный узел (гидрозащита), обеспечит данные условия работы двигателя.

Исходя из этого, перед нами были поставлены задачи:

- разработать узел уплотнения маслonaполненного линейного погружного электродвигателя;
- разработать поршневой насос двустороннего действия.

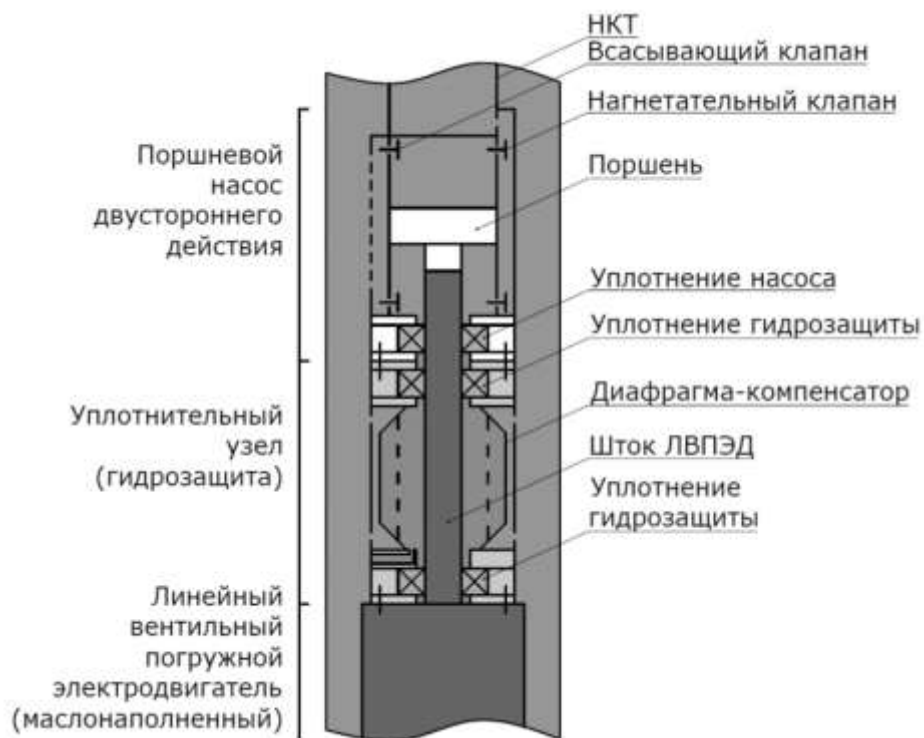


Рисунок 1. Принципиальная схема скважинного насосного агрегата

В проектируемых узлах погружного агрегата базовым компонентом является система уплотнений как выходного штока электродвигателя, так поршня и штоков насоса.

Соответственно, на первом этапе проектирования становится вопрос о выборе системы уплотнений.

Исходя из анализа существующих типов уплотнений возвратно-поступательного звена, можно сделать вывод, что наилучшим вариантом для обеспечения требуемой герметичности узлов насосной установки может стать механическое уплотнение [2], помимо этого для герметизации ПЛЭД может быть применена система с барьерной жидкостью для достижения необходимой минимизации утечек масла и предотвращения проникновения флюида в двигатель.

Универсальное механическое уплотнение представляет собой одну или более пар оппозитно и эксцентрично расположенных металлических колец, связанных с корпусом уплотнения эластичными кольцами; такая конфигурация в большинстве параметров превосходит остальные типы, но не дает абсолютную герметичность (рисунок 2). Механическое уплотнение обладает существенной особенностью – при герметизации штока выполняет функции радиальной опоры. Использование системы с барьерной жидкостью (рисунок 3) основано на разности плотностей флюида, БЖ и масла двигателя и несмешиваемости их между собой.

Начало работ в данной области на базе кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина отображено в патенте РФ № 171485 [3]. В разрабатываемом проекте описывается принципиально новая конструкция насосной установки, в основу которой легла система «линейный ПЭД – узел уплотнения – поршневой насос двустороннего действия». Для ее разработки были созданы 3D-модели узлов агрегата, оформлен патент на полезную модель, конструкторская документация, паспорт и руководство по эксплуатации разработанного агрегата, изготовлены экспериментальные образцы испытаний узла уплотнения и поршневого насоса двустороннего действия.



Рисунок 2. Универсальное механическое уплотнение

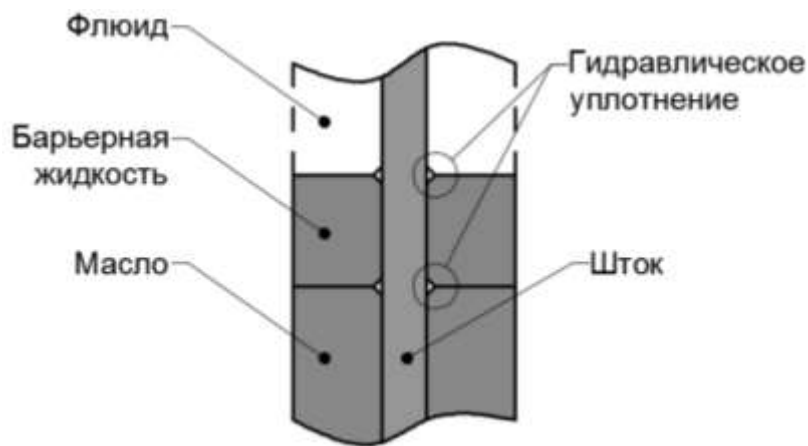


Рисунок 3. Система уплотнений с барьерной жидкостью

Для исследования образцов был создан испытательный стенд (рисунок 4, 5):

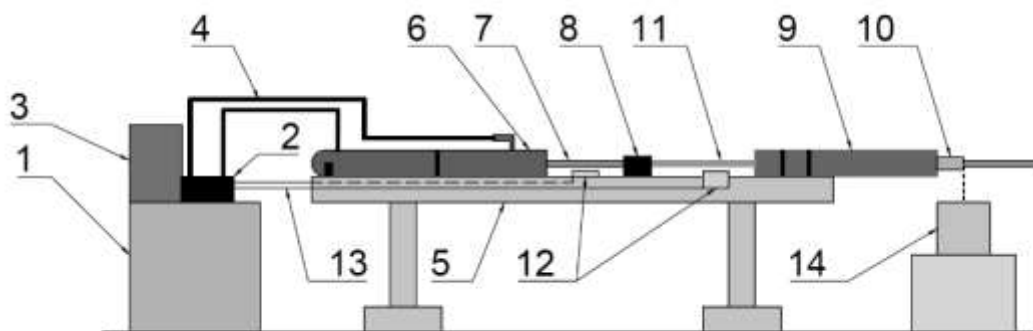


Рисунок 4. Испытательный стенд: 1 – бак маслостанции, 2 – золотник электромагнитный, 3 – насос маслостанции, 4 – рукав высокого давления (РВД), 5 – станина, 6 – гидроцилиндр (ГЦ), 7 – шток ГЦ, 8 – соединитель штоков, 9 – МОУУ, 10 – мех. уплотнение, 11 – шток МОУУ, 12 – концевые переключатели (КВ), 13 – провода от КВ к золотнику, 14 – ёмкость для сбора утечек

Результаты испытаний уплотнений как основного элемента системы представлены в виде диаграммы зависимости массы утечек с течением времени (рисунок 6).

На данный момент закончены испытания по измерению утечек масла из узла уплотнения при различной степени затяжки механических уплотнений и вязкости буферной

жидкости, подобран оптимальный зазор между уплотнением и штоком, а также выявлена схема приработки уплотнения (рисунок 7), которая подтверждает эффективность использования такого типа герметизатора для возвратно-поступательного движения.

На основе полученных результатов испытаний и подготовленной конструкторской документации были изготовлены опытные образцы для проведения полноценных ОПИ.

Фотографии оборудования представлены на рисунках 8, 9.



Рисунок 5. Фотография стенда в процессе испытаний магетного образца узла уплотнения

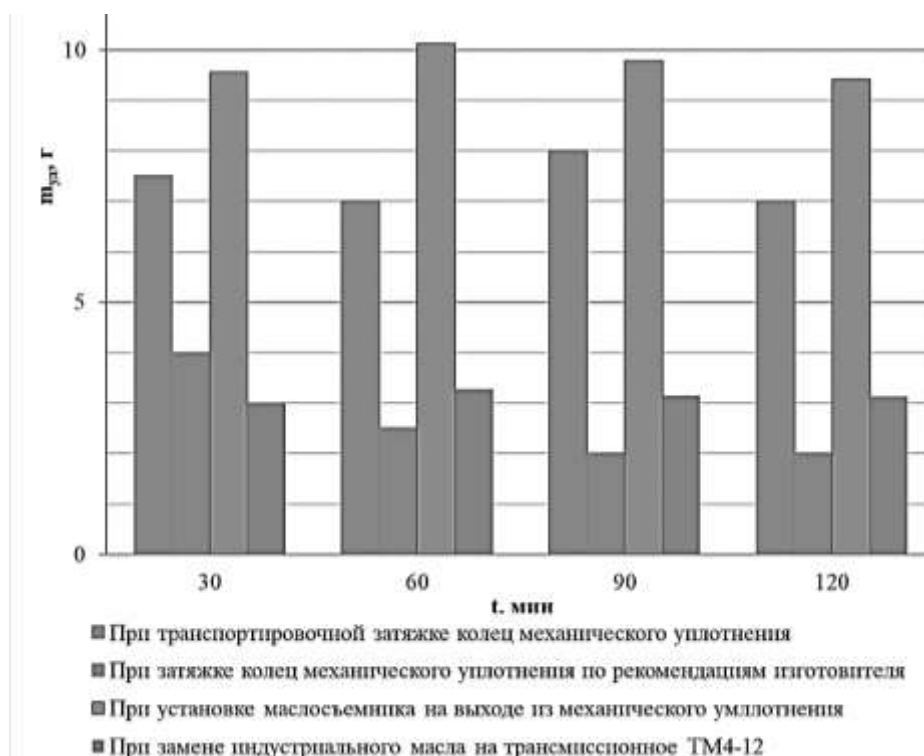


Рисунок 6. Диаграмма массы утечек с течением времени в зависимости от условий работы уплотнения

Одним из основных показателей установки является значение его КПД. Как известно, КПД установки состоит из произведения КПД составляющих его элементов (рисунок 10). В данном случае под элементами подразумеваются погружной насос, электродвигатель,

передающий энергию элемент, потери в НКТ. Из анализа общего расчетного КПД установок: УЭПН занимает промежуточное положение между УЭЦН и СШНУ (рисунок 11). Однако благодаря применению маслозаполненного ПЛЭД, насоса двустороннего действия и гидрозащиты маслозаполненного ПЛЭД, планируется достигнуть КПД равное 41 %, что превышает КПД применяемых механизированных способов добычи из малодебитных скважин и может сделать его конкурентоспособным на рынке.

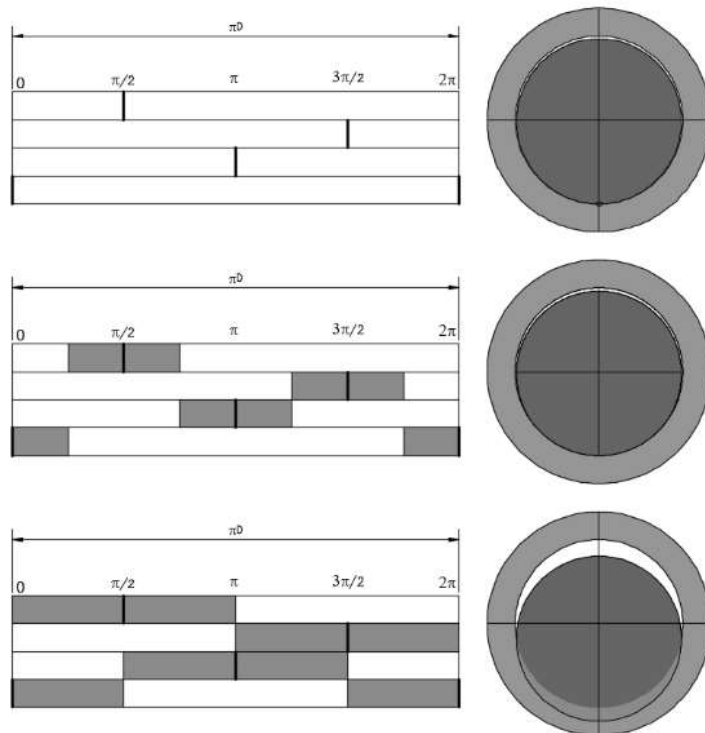


Рисунок 7. Схема приработки пакета уплотнений



Рисунок 8. Опытный образец поршневого насоса двустороннего действия



Рисунок 9. Корпус и концевые детали опытного образца уплотнительного узла

За последнее десятилетие фонд малодебитных скважин заметно возрос. Проблемы при использовании основных механизированных способов добычи, а также новые разработки в области линейных вентильных погружных электродвигателей (ПЛЭД) дали толчок к развитию бесштанговых плунжерных (поршневых) установок с линейным ПЭД. Опыт эксплуатации подобных установок в КНР и Канаде показал, что применение представленной системы позволит производить отбор нефти из стареющих месторождений и соответственно повысить коэффициент извлечения нефти, благодаря широкому диапазону регулировки подачи насосной установки.

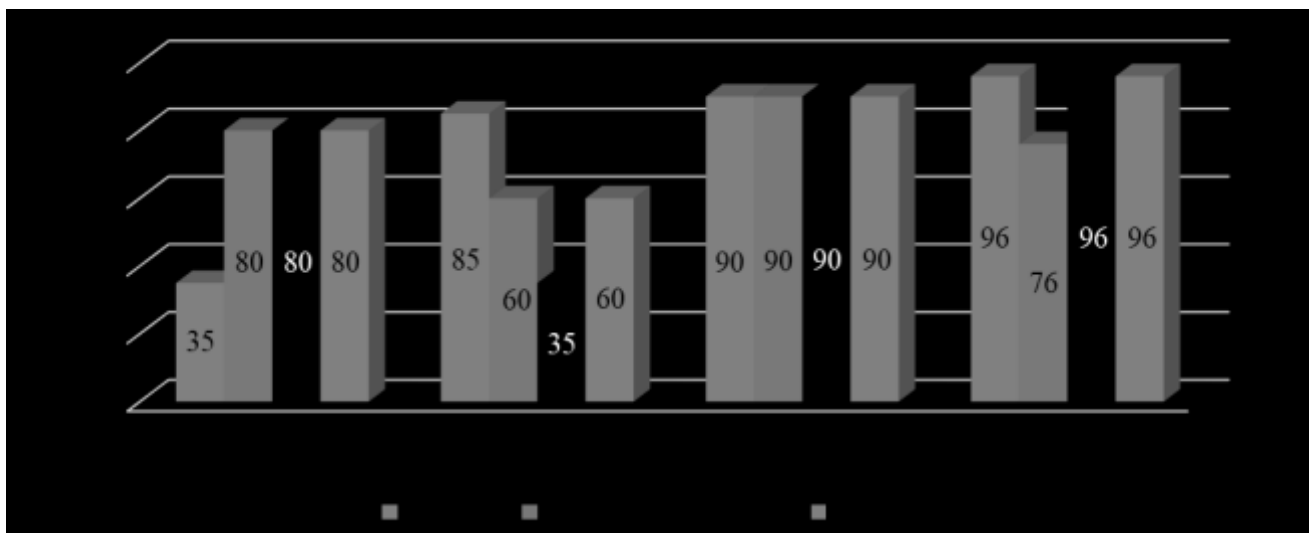


Рисунок 10. Эффективность установки в сравнении с аналогами (эксплуатация малодебитного фонда скважин)

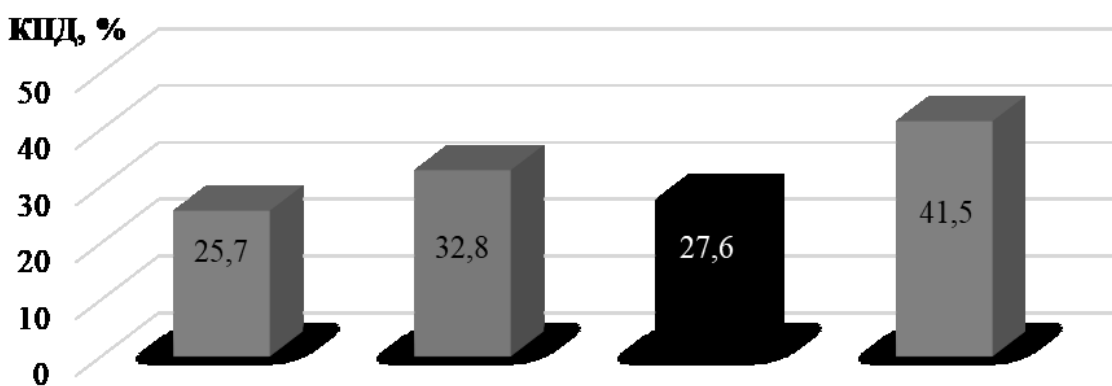


Рисунок 11. Общий расчетный КПД установок

### Заключение

Был проведен анализ существующих погружных плунжерных насосов с линейным приводом, в результате которого был выявлен ряд существенных недостатков: низкая энергоэффективность и малая наработка на отказ. Для решения поставленных проблем был разработан научный проект по созданию скважинной поршневой насосной установки с маслонаполненным погружным линейным электродвигателем, изготовлены опытные образцы погружного оборудования и проведены испытания, результаты которых свидетельствуют о перспективности и преимуществах такого типа механизированной добычи нефти малодебитного фонда.

### Библиографический список

1. Тимошенко В. Г. Обнаружение неисправностей погружного электродвигателя по вибрационным параметрам / В. Г. Тимошенко // Технологии будущего нефтегазодобывающих

регионов: сборник статей первой международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. – Сургут: СурГУ, 2018. – С. 167-172.

2. Пат. 171485 Россия МПК F04B 47/06. Установка скважинного плунжерного насоса с погружным линейным электроприводом / В. Н. Ивановский и др.; заявл. 12.12.2016; опубл. 01.06.17, Бюл. № 16. – 6 с.: ил.

3. Пат. 2229048 Россия МПК F16J 15/26. Механическое уплотнение / А. К. Пономарев; заявл. 2003.05.07; опубл. 20.05.04, Бюл. № 17. – 6 с.: ил.

УДК 622.24

### **Хладостойкость и надёжность магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера**

Топоров П. А. (pashka.toporov@mail.ru), Батманова О. А., Быков И. Ю.  
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Научно-обоснованный расчет газопроводов на прочность и устойчивость является определяющим в оценке хладостойкости надежности трубопроводных систем при эксплуатации.

Практика эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ставит ряд сложных задач, решение которых требует определения критических параметров работоспособности трубопровода при различном сочетании нагрузок и воздействий. В настоящее время прослеживается несколько подходов к решению этой задачи. Первый основан на том, что трубопровод рассматривают как цилиндрическую оболочку, находящуюся в поле внешних воздействий. Расчет при этом проводится методами теории оболочек. Второй подход к решению задач основан на том, что трубопровод представляют балкой кольцевого поперечного сечения, взаимодействующей с грунтовой средой. Таким образом, проблема безотказной эксплуатации тесно связано с анализом, оценкой прочности и несущей способности каждого участка газопровода, исходя из расчета и данных натурного обследования непроектных положений, образующихся в процессе эксплуатации.

Как уже известно, газопроводные системы районов Крайнего Севера и, в частности, газопроводы Республики Саха (Якутия) работают в специфических природно-климатических и рельефных условиях. Многолетний опыт наблюдений северных газопроводов дает основание выделить ряд серьезных проблем, связанных с надежностью и устойчивостью исследуемой конструкции.

Для металлоконструкций, эксплуатирующихся в условиях низких климатических температур, одним из основных требований является обеспечение хладостойкости материала. Одним из критериев оценки опасности и предотвращения хрупкого разрушения металлов является критическая температура хрупкости. Для определения температуры хрупкости используются различные показатели: уровень ударной вязкости, по результатам испытаний образцов Шарпи с У-образным надрезом; процент вязкой составляющей в изломе по результатам испытаний образцов. Основным недостатком данных методов является то, что эти показатели не учитывают напряженно-деформированное состояние элемента конструкции. В последнее время для расчетов на сопротивление хрупкому разрушению получили развитие методы построения зависимостей от приведенной температуры (равной разности температуры эксплуатации и температуры хрупкости) и вторая критическая температура вязко-хрупкого перехода для элементов тонкостенных металлоконструкций.

Анализ разрушений конструкций при низких температурах, с одной стороны, и температурных зависимостей ударной вязкости с другой стороны показал, что сопротивление хрупкому разрушению при некоторых температурах, называемых критическими, резко снижается (ударная вязкость для конструкционных малоуглеродистых сталей снижается 2-10 раз).

Объяснение критичности температур вытекает из предложенной в работе схемы в соответствии, с которой при снижении температуры испытаний на гладких образцах предел



текучести повышается, а сопротивление отрыву  $S_{от}$  остается практически постоянным. Температура, при которой достигается равенство  $\sigma_T$  и  $S_{от}$ , является критической, показанной на рисунке 1.

$$\sigma_s = \sigma_T = S_{от} \text{ при } T = T_k \quad (1)$$

При  $T \leq T_k$  происходят хрупкие разрушения без образования макропластических деформаций, если же  $T > T_k$  разрушению предшествуют пластические деформации. На основе этой схемы за критической областью  $T \leq T_k$  критерием хрупкого разрушения является номинальное напряжение  $S_{от}$ , определяемое при статических испытаниях гладких образцов в широком диапазоне температур. С определением критических температур хрупкости разрабатывалась расчетная оценка температурного запаса:

$$n = \frac{(T^3 - T_k)}{T^3} \quad (2)$$

где  $T^3$  – минимальная температура металла в эксплуатации.

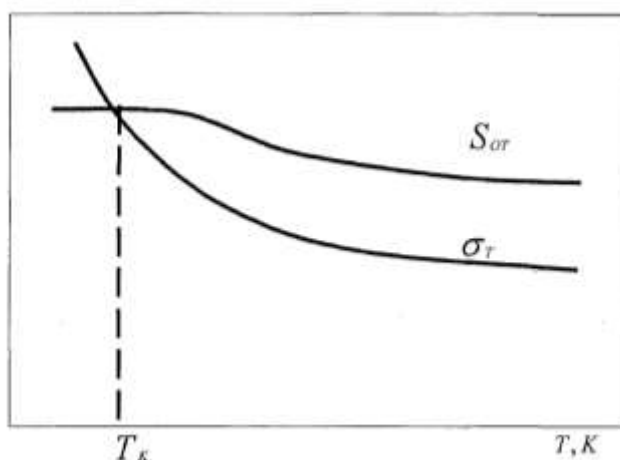


Рисунок 1. Схема определения критической температуры хрупкости

Критические температуры устанавливают по образованию разрушения того или иного типа – вязкого, квазихрупкого и хрупкого. Переход вязких разрушений в квазихрупкие характеризуется первыми критическими температурами. Первые критические температуры характеризуют снижения местных пластических деформаций и устанавливаются по доле вязкой составляющей в изломе или по сужению поперечного сечения около трещиноподобного дефекта. Вторые критические температуры устанавливаются по снижению номинальных разрушающих напряжений (по нетто-сечению) ниже предела текучести.

Таким образом, для определения критических температур перехода от вязкого к квазихрупким и хрупким разрушениям, необходимо построение температурных зависимостей предела текучести, номинального разрушающего напряжения по ослабленному сечению образца, доли вязкого волокна в изломе и относительного поперечного сужения в плоскости разрушения.

Было проведено исследование влияния низких температур испытания на характеристики сопротивления разрушению трубных низколегированных сталей по ГОСТ 25.506-85 следующих марок: 16Г2САФ, 09Г2ФБ, 06Г2МБ и 18Г2ФБ. Были испытаны образцы трех типов, с размерами соответствующим ГОСТ 25.506-85 – на статический изгиб, внецентренное растяжение и осевое растяжение с боковым надрезом. Результаты этих испытаний приведены на рисунках 2 и 3.

Анализ определения критических температур вязкохрупкого перехода исследованных сталей показывает, что критические температур можно расположить их по мере их увеличения в следующем порядке: 09Г2ФБ и 16Г2САФ. При этом температура критическая этих сталей соответственно равны  $-40$  и  $-10$  °С. Таким образом можно сделать вывод о возможности или не возможности эксплуатации данных марок стали в заданном

температурном режиме. Применение сталей 09Г2ФБ более безопасно, и экономически выгодно, чем применение других видов сталей в заданном температурном диапазоне.

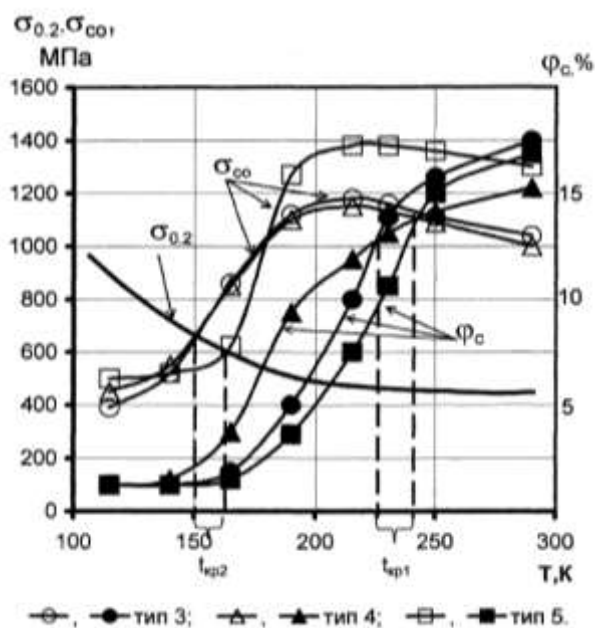


Рисунок 2. Температурные зависимости номинальных разрушающих напряжений по нетто-сечению и относительного сужения для образцов из стали 09Г2ФБ

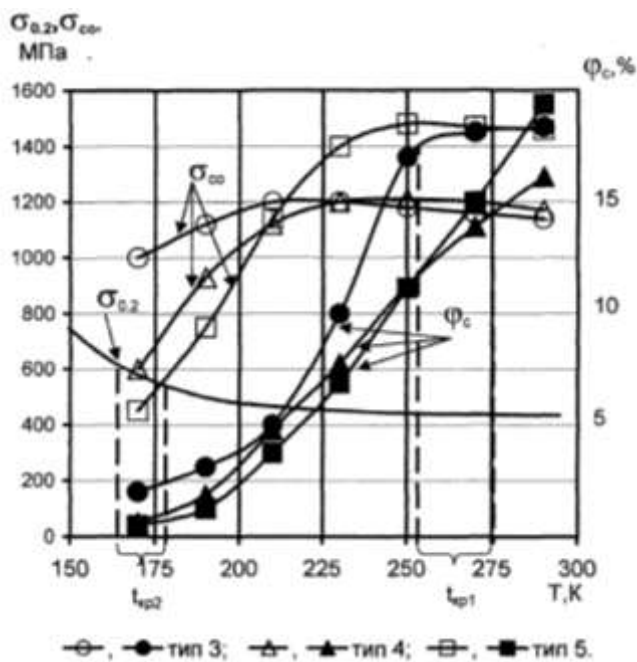


Рисунок 3. Температурные зависимости номинальных разрушающих напряжений по нетто-сечению и относительного сужения для образцов из стали 16Г2САФ

Библиографический список

1. Хладостойкие и износостойкие литейные стали. – 2-е изд., стереотип. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2016. – 336 с.: ил.
2. Козадерова О. А. Расчеты материальных и тепловых балансов в технологии минеральных удобрений: учебное пособие / О. А. Козадерова, С. И. Нифталиев. – Воронеж: Воронежский государственный университет инженерных технологий, 2018. – 57 с.
3. Пат. 2277645 Российская Федерация. Способ регулирования производительности центробежного насоса / Е. Ю. Шеин, А. Е. Шеин, Е. Е. Шеин; 27.04.2004.

**Резонансные колебания бурильной колонны в зоне неравномерного вращения**Хегай В. К.<sup>1</sup>, Хегай К. В.1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ2 – ООО «Анкон-инжиниринг», г. Москва, РФ

Бурильная колонна, являясь упругим звеном с распределенной массой, при определенных условиях предопределяет возникновение, развитие и усиление различного рода колебаний. Как показывают промышленные наблюдения [1, 2, 3, 4 и др.], при роторном бурении периодически наблюдаются колебания крутящего момента, которые не связаны определенной зависимостью со скоростью вращения бурильной колонны, носят резкий, ударный оттенок и характеризуются четкой периодичностью во времени. Именно такой характер колебаний свойственен крутильным автоколебаниям бурильного инструмента, возникающим в результате уменьшения момента сопротивления вращению долота со стороны забоя с увеличением скорости его вращения [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и др.], а также уменьшения коэффициента трения пары «сталь – горная порода» при увеличении скорости их относительного скольжения [9, 10].

На рисунке 1 показан пример изменения крутящего момента во времени в процессе автоколебательного процесса [3]. Как видно из этого рисунка, автоколебательный процесс в данном случае имеет устойчивый характер с периодом  $T_0$ . Как известно, при возникновении крутильных автоколебаний [8, 9]. Изложенное положение аналитически записывается следующим образом:

$$P(t + T_0) = P(t) \quad (1)$$

Если осевая нагрузка на долото периодически изменяется, то при определенных условиях в системе «долото – бурильная колонна» могут возникнуть резонансные колебания, то есть резкое увеличение амплитуды продольных колебаний.

А теперь сформулируем задачу для нахождения условий развития продольных резонансных колебаний бурильного инструмента в зоне крутильных автоколебаний.

На рисунке 2 представлена расчетная схема для анализа продольных колебаний механической системы «долото – бурильная колонна» при проводке вертикальной скважины роторным способом. Бурильная колонна принимается эквивалентной однородному тяжелому упругому стержню, материал которого подчиняется закону Гука, а потому дифференциальное уравнение, описывающее продольные перемещения его сечений, есть волновое уравнение. Запишем для данной расчетной схемы исходное уравнение и граничные условия [5, 7, 8 и др.]:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + \mu \frac{\partial u}{\partial t} = x^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + g. \quad (2)$$

Граничные условия:

1.  $x = 0$  :  $EF \frac{\partial u}{\partial x} = cu$ .
2.  $x = H$  :  $EF \frac{\partial u}{\partial x} = -P(t)$ .

Здесь:  $\mu$  – коэффициент пропорциональности в диссипативном члене исходного волнового уравнения;  $x$  – скорость распространения продольных возмущений вдоль бурильной колонны;  $g$  – ускорение свободного падения;  $E$  – модуль Юнга материала бурильной колонны;  $F$  – площадь поперечного сечения колонны;  $P(t)$  – осевая нагрузка, подчиняющаяся (1);  $u = u(x, t)$  – продольное перемещение поперечного сечения бурильной колонны в текущий момент времени;  $x$  – текущая координата поперечного сечения колонны;  $c$  – коэффициент жесткости эквивалентной пружины.

Искомую функцию перемещения текущего поперечного сечения буровой колонны в произвольный момент времени  $t$  представим в виде суммы смещения  $u_0(x)$ -ного сечения в случае покоя колонны и некоторой функции  $U(x, t)$ , характеризующей отклонение сечения относительно его положения в состоянии покоя [8]

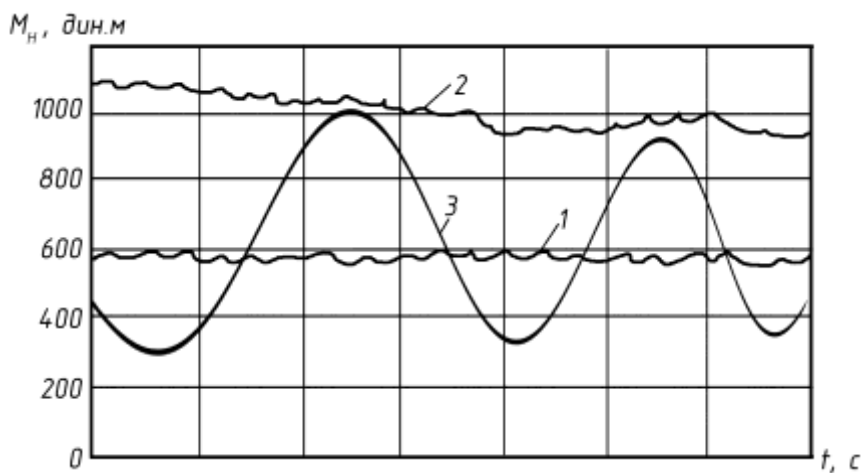


Рисунок 1. Изменение крутящего момента в процессе автоколебаний: 1 – при стабильной работе; 2 – в условиях появления колебаний; 3 – в режиме автоколебаний

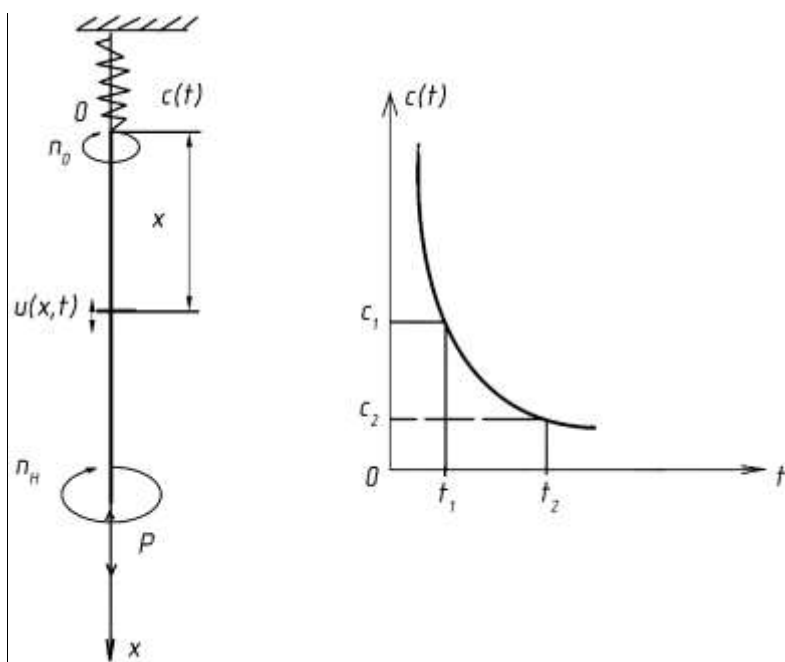


Рисунок 2. Расчетная схема буровой колонны для исследования продольных колебаний

$$u(x, t) = u_0(x) + U(x, t). \quad (3)$$

После подстановки (3) в задачу (2) и несложных преобразований получаем:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial t^2} + \mu \frac{\partial U}{\partial t} = x^2 \frac{\partial^2 U}{\partial x^2}. \quad (4)$$

Граничные условия:

1.  $x = 0$  :  $EF \frac{\partial u}{\partial x} = cu$ .
2.  $x = H$  :  $EF \frac{\partial u}{\partial x} = -P_0$ .

Здесь:  $P_v = P - P_0$  – динамическая составляющая осевой нагрузки на долото, изменяющейся во времени величиной с периодом  $T_0$ :

$$P_v(t + T_0) = P_v(t). \quad (5)$$

В дальнейшем нас будут интересовать в первую очередь состояние резонанса механической системы, описываемой задачей (4). Следовательно, необходимо определить те значения частот внешней силы, при которых наступает резонанс бурильной колонны. Из теории колебаний известно, что значения резонансных частот очень близки к частотам свободных колебаний систем. Имея в виду это обстоятельство, займемся определением собственных частот свободных колебаний бурильной колонны, для чего обратимся к расчетной схеме, показанной на рисунке 3. Будем считать, что колонна подвешена за верхний торец и висит свободно. Очевидно, что в этом случае:

$$P = P_v = 0.$$

Как известно, в линейных механических системах диссипативные силы незначительно влияют на частоты свободных колебаний этих систем [7, 8, 11 и др.]. Поэтому с целью упрощения исследований пренебрегают диссипативными силами.

С учётом этого, (4) запишется в форме:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial t^2} = x^2 \frac{\partial^2 U}{\partial x^2}. \quad (6)$$

Граничные условия:

$$1. \quad x = 0: \quad \frac{\partial U}{\partial x} = hU, \quad h = \frac{c}{EF}.$$

$$2. \quad x = H: \quad \frac{\partial U}{\partial x} = 0.$$

Решение задачи (6) ищем в виде

$$u(x, t) = A(x) \sin \omega t, \quad (7)$$

где  $A(x)$  – амплитуда колебаний текущего поперечного сечения колонны;  $\omega$  – круговая частота колебаний.

Подставив (7) в задачу (6) и сократив на  $\sin \omega t$ , имеем

$$A''(x) + \left(\frac{\omega}{x}\right)^2 A(x) = 0. \quad (8)$$

Граничные условия:

$$1. \quad x = 0 : \quad A'(0) = hA(0).$$

$$2. \quad x = H : \quad A'(H) = 0.$$

Решение дифференциального уравнения (8) имеет вид:

$$A(x) = c_1 \sin\left(\frac{\omega}{x}\right)x + c_2 \sin\left(\frac{\omega}{x}\right)x,$$

где  $c_1$  и  $c_2$  – независимые постоянные интегрирования.

После подстановки  $A(x)$  в граничные условия задачи (8) приходим к системе уравнений для определения  $c_1$  и  $c_2$ :

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{\omega}{x}\right)c_1 &= hc_2, \\ c_1 \cos\left(\frac{\omega h}{x}\right) - c_2 \sin\left(\frac{\omega h}{x}\right) &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Решая систему уравнений (9) находим:

$$c_1 = \frac{hx}{\omega} c_2; \quad c_2 \left[ \frac{hx}{\omega} \cos\left(\frac{\omega h}{x}\right) - \sin\left(\frac{\omega h}{x}\right) \right] = 0.$$

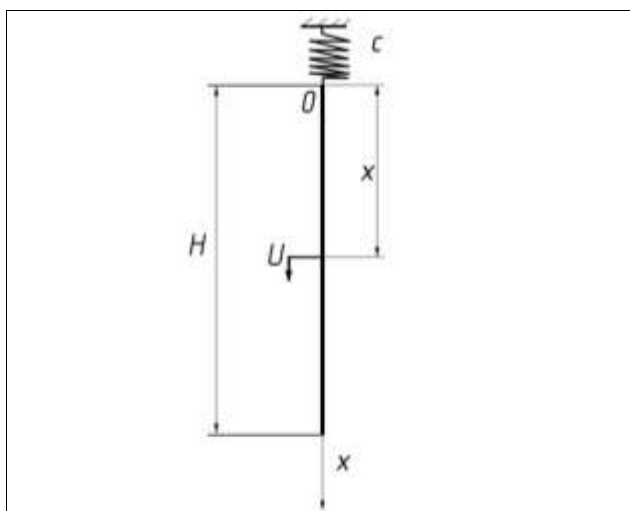


Рисунок 3. Расчетная схема для определения собственных частот продольных колебаний буровой колонны

Поскольку нас интересует нетривиальное решение полученной системы ( $c_1$  и  $c_2$  не равны нулю), то необходимо потребовать равенство нулю коэффициента при  $c_2$ , что даёт:

$$\operatorname{tg}\left(\frac{\omega H}{x}\right) = \frac{hx}{\omega}, \quad (10)$$

откуда получаем множество значений собственных частот продольных колебаний буровой колонны:

$$\omega_i = \left[ m\pi + \operatorname{arctg}\left(\frac{hx}{\omega}\right) \right] \frac{x}{H}, \quad (11)$$

$$m = 0, 1, 2, \dots$$

В случае равенства какой-либо собственной частоты продольных колебаний  $\omega_i$  с частотой возмущающей силы  $\omega_p$  наступает резонанс:

$$\omega_i = \omega_p. \quad (12)$$

Равенство (12) и есть условие продольного резонанса.

Как было отмечено выше, при развитии устойчивых крутильных автоколебаний осевая нагрузка на долото колеблется с периодом, равным периоду крутильных автоколебаний  $T_0$  (см. равенство (1)), который определяется из соотношения [7, 8 и др].

$$T_0 = kT, \quad k = 2, 3, \dots, \quad (13)$$

где  $k$  – целое число,  $T = \frac{2h}{\lambda}$  – элементарный период, равный времени пробега забойного возмущения от забоя до устья скважины и обратно.

Разложив силу  $P(t)$ , изменяющейся согласно (1), период которой равен  $T_0$  в ряд Фурье, получим:

$$P_v(t) = \sum_{j=1}^{\infty} P_j \sin\left(\frac{2j\pi t}{T_0} + \psi_j\right).$$

Здесь  $\dot{P}_j$  и  $\left(\frac{2j\pi t}{T_0} + \psi_j\right)$  – амплитуда и фаза колебаний силы  $P_j$ , соответствующие частоте этих колебаний:

$$\omega_j = \frac{2j\pi}{T_0}, \quad j=1, 2, \dots \quad (14)$$

Поскольку  $\omega_p = \omega_j = \frac{2j\pi}{T_0}$ , то условие возникновения продольного резонанса (12)

можно представить так:

$$\omega_i = \omega_j = \frac{2j\pi}{T_0}, \quad j=1, 2, \dots \quad (15)$$

С учётом равенств (15) и (13) уравнение (10) перепишем в виде:

$$\operatorname{tg}\left(\frac{j\pi\lambda}{kx}\right) = \frac{h x k H_j}{j\pi\lambda}, \quad j=1, 2, \dots \quad (16)$$

Соотношение (16) представляет собой условие возникновения продольного резонанса.

Разрешая уравнение (16) относительно  $H_j$ , находим:

$$H_j = \frac{j\pi\lambda}{k h x} \operatorname{tg}\left(\frac{j\pi\lambda}{kx}\right), \quad k=2, 3, \dots \quad (17)$$

Так как глубина скважины  $H_j > 0$ , то записанное равенство имеет смысл только в случае положительности тангенса  $\operatorname{tg}\left(\frac{j\pi\lambda}{kx}\right) > 0$ , что эквивалентно условию:

$$m\pi < \frac{j\pi\lambda}{kx} < m\pi + 0,5\pi, \quad m=0, 1, 2, \dots,$$

откуда

$$mk \frac{x}{\lambda} < j < (m+0,5)k \frac{x}{\lambda}, \quad (18)$$

$$m=0, 1, 2, \dots$$

Теперь из (15) с учетом (17) найдем частоту  $\omega_j$  продольных резонансных колебаний бурильной колонны:

$$\omega_j = h x c \operatorname{tg}\left(\frac{j\pi\lambda}{kx}\right), \quad (19)$$

$$k=2, 3, \dots, \quad m=0, 1, 2, \dots$$

Объединив (17), (18) и (19), окончательно получаем:

$$\left. \begin{aligned} mk < j < (m+0,5)k \frac{x}{\lambda}, \\ H_j &= \frac{j\pi\lambda}{k h x} \operatorname{tg}\left(\frac{j\pi\lambda}{kx}\right), \\ \omega_j &= h x c \operatorname{tg}\left(\frac{j\pi\lambda}{kx}\right), \\ k &= 2, 3, 4, \dots, \quad m = 0, 1, 2, \dots \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

Записанные выражения следует понимать так. Зная период установившихся автоколебаний  $T_0$ , определяем число  $k$  и по первому выражению (20) находим те номера  $j$  гармоник, которые заключены в промежутках выполнения неравенств (20) при значениях  $m=0,1,2,\dots$ . Именно на этих гармониках возникают резонансные продольные автоколебания. Резонансные частоты  $\omega_j$  и глубины возникновения резонансных колебаний  $H_j$  определяются после подстановки целых чисел  $j$  и  $k$ , отвечающих конкретному значению  $m$ , в первом выражении (20).

Таким образом, соотношения (20) позволяют найти как частоты, так и глубины возникновения продольных резонансных колебаний бурильной колонны в зоне её неравномерного вращения.

Библиографический список

1. Хегай В. К. Анализ продольных колебаний бурильной колонны по данным станций геолого-технологических исследований / В. К. Хегай, П. Ф. Осипов, С. А. Краснов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 8. – С. 10-11.
2. Garret W. R. The effect of a down hole shock absorber on drill stem performance / W. R. Garret // Paper Amer. Soc. Engr's. – 1962. – № 21. – P. 11.
3. Rapold K. Drilling optimized with surface measurement of downhole vibration / K. Rapold // Oil and gas Journal. – 1993. – Vol. 91. – № 7. – P. 58-62.
4. Rapold K. Drilling vibration measurement defect bit stick-slip / K. Rapold // Oil and gas Journal. – 1993. – Vol. 91. – № 9. – P. 66-70.
5. Симонов В. В. Влияние колебательных процессов на работу бурильного инструмента / В. В. Симонов, Е. К. Юнин. – М.: Недра, 1977. – 217 с.
6. Симонян Л. Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения / Л. Е. Симонян. – М.: Недра, 1966. – 227 с.
7. Юнин Е. К. Низкочастотные колебания бурильного инструмента / Е. К. Юнин. – М.: Недра, 2004. – 286 с.
8. Юнин Е. К. Динамика глубокого бурения / Е. К. Юнин, В. К. Хегай. – М.: Недра, 2004. – 286 с.
9. Султанов Б. З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны / Б. З. Султанов. – М.: Недра, 1991. – 208 с.
10. Султанов Б. З. Работа бурильной колонны в скважине / Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгужин, Н. Х. Шаммасов и др. – М.: Недра, 1973. – 216 с.
11. Пановко Я. Г. Введение в теорию механических колебаний / Я. Г. Пановко. – М.: Недра, 1980. – 270 с.

УДК 622.1:691.4.004

### **О влиянии элементов стеклопластиковых муфт на надежность при эксплуатации газопроводных труб**

Шарьгин А. М., Савич В. Л.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

В настоящее время в трубопроводном транспорте используются для ремонта газопроводов муфтовые конструкции различных типов – как из металлического материала, так и из композиционных материалов с учетом развития новых технологий. Широкое применение получили ремонтные стеклопластиковые муфты (РСМ) для трубопроводов диаметром от 530 мм до 1420 мм [3]. Их использование в качестве соединительного элемента конструкции объясняется уникальными свойствами стеклопластиковых волокон: в частности, высокая прочность при растяжении до 870 МПа, высокая стойкость к воздействию влагонасыщенной среды, как со стороны грунта, так и со стороны климатических условий. Так же можно отметить и их невысокую стоимость, и простоту монтажа стеклопластиковых муфт на трубопроводе.

Муфта РСМ, установленная в зоне наличия деформации, создает соответствующее контактное давление на поверхности трубы до 2,5 МПа, что блокирует появление и развитие новых дефектных образований [3]. Уровень контактного давления определяется величиной моментов затяжки болтовых соединений в узлах муфт. Металлические оси кругового сечения, обтянутые высокопрочным стеклопластиковым полотном с учетом затяжки болтовых соединений, сближаются. При этом они скользят по поверхности трубы по слою незаполимеризовавшегося клеевого компаунда, нанесенного на трубу перед установкой муфты.

Максимальное усилие, стягивающее оси, достигается при штатном значении



моментов затяжки и определяется по формуле [1]:

$$Q = \frac{n \cdot M_z}{\xi \cdot d_b} \quad (1)$$

где  $n$  – количество болтов в узле затяжки;  $\xi$  – коэффициент трения в резьбовых соединениях;  $d_b$  – диаметр болтов;  $M_z$  – штатное значение момента затяжки.

Величина штатного момента затяжки и количество узлов затяжки устанавливаются заводом-изготовителем муфт в зависимости от диаметра газопровода. Для муфт на трубопроводах диаметром от 720 до 1420 мм предусматривают по два узла затяжки с 4 болтами на каждом узле. Для трубопроводов с диаметром 530 мм применяют муфты с одним узлом затяжки, содержащим два болта.

Расчетная схема РСМ представлена на рисунке 1, которую можно применить и для муфт как с одним, так и с двумя узлами затяжки. Здесь ось  $OY$  является осью симметрии для верхней полумуфты, и поэтому учет сил трения выполняется на участке  $(\varphi_0 \leq \varphi \leq \varphi_1 + \varphi_2)$ , так как по регламенту затяжка болтов в обоих узлах должна выполняться одновременно и равномерно. Для муфт с одним узлом затяжки учет сил трения осуществляется на участке  $(\varphi_0 \leq \varphi \leq \varphi_0 + \varphi_1 + \varphi'_2)$ , то есть до оси  $OX$ , являющейся осью симметрии для одноразъемной муфты.

На начальной стадии расчета определяем усилия в стеклопластиковом полотне в поперечных сечениях, проходящих через точки «К» и «В», расположенных внутри среднего слоя огибающих ветвей полотна (рисунок 1).

Исходя из статического состояния механической системы под действием сил  $Q$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $Q_n$  составим уравнения равновесия, зная, что  $Q$  – усилие, стягивающее стальные оси;  $T_1$  – усилие растяжения ветви полотна, прилегающей к трубе;  $T_2$  – усилие растяжения на прямолинейной части полотна;  $Q_n$  – реакция стенки трубы от прижатия стальной оси.

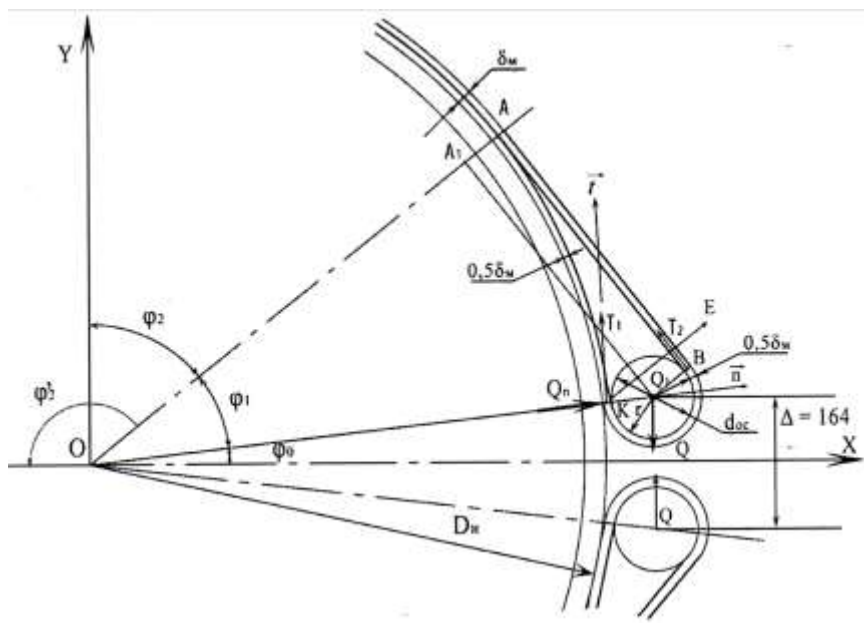


Рисунок 1. Расчетная схема для составления уравнений равновесия для РСМ

$$\Sigma M_k = 0:$$

$$T_2[(r + 0,25\delta_M)\cos\varphi_1 + (r + 0,25\delta_M)] - fQ_n \cdot 0,25\delta_M - Q\cos\varphi_0(r + 0,25\delta_M) = 0;$$

$$\Sigma F_{k\tau} = 0:$$

$$T_1 + fQ_n - Q\cos\varphi_0 + T_2\cos\varphi_1 = 0;$$

$$\Sigma F_{kn} = 0:$$

$$Q_n - Q\sin\varphi_0 - T_2\cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi_1\right)_1 = 0,$$

где  $r$  – радиус металлической оси;  $\delta_M$  – толщина стеклопластикового волокна;  $f=0,28$  – экспериментально полученный коэффициент трения при скольжении стеклопластикового

волокна по слою незаполимеризовавшегося клеевого компаунда.

Произведем математические преобразования системы уравнений равновесия: умножим первое уравнение на 2, затем разделим слагаемое на выражение:  $(d_{oc} + 0,5\delta_M)$ . Также введем обозначение  $\alpha = \frac{f\delta_M}{2d_{oc} + \delta_M}$ . При этом  $d_{oc}$  – диаметр металлической оси.

Исходная система уравнений примет вид с учетом перегруппировки силы  $Q$ :

$$\begin{cases} T_2(\cos\varphi_1 + 1) - \alpha Q_n = Q\cos\varphi_0; \\ T_2\sin\varphi_1 - Q_n = -Q\sin\varphi_0; \\ T_1 + T_2\cos\varphi_1 + fQ_n = Q\cos\varphi_0. \end{cases}$$

Решая данную систему уравнений, находим:

$$\begin{cases} T_1 = \frac{[Q\cos\varphi_0 - f\sin\varphi_0 - (\alpha + f)\sin(\varphi_0 + \varphi_1)]}{W}; \\ T_2 = \frac{Q[\cos\varphi_0 + \alpha\sin\varphi_0]}{W}; \\ Q_n = \frac{Q[\sin\varphi_0 + \sin(\varphi_0 + \varphi_1)]}{W}, \end{cases} \quad (2)$$

где  $W = 1 + \cos\varphi_1 - \alpha\sin\varphi_1$ .

Полученные значения усилий в муфтовой конструкции содержат тригонометрические функции. Однако на практике удобнее использовать геометрические размеры элементов конструкции.

С учетом вышесказанного, выразим слагаемые функций (2) через конструктивные размеры деталей муфтовой конструкции. При этом полагаем, что величина усилия  $Q$ , стягивающего металлические оси, известна и определена по формуле (1). В соответствии с рисунком 1 для тригонометрических слагаемых получаем:

$$\begin{aligned} \cos\varphi_1 &= \frac{D_H + \delta_M - d_{oc}}{D_H + \delta_M + d_{oc}} = \frac{D_0 - 2d_{oc}}{D_0} = 1 - 2\beta; \\ \sin\varphi_1 &= \sqrt{1 - \cos^2\varphi_1} = \sqrt{1 - (1 - 2\beta)^2} = 2\sqrt{\beta - \beta^2}. \end{aligned}$$

Тригонометрические выражения  $(\sin\varphi_0, \cos\varphi_0)$  выразим через конструктивные элементы параметры муфты и трубы:

$$\begin{aligned} \sin\varphi_0 &= \frac{\Delta}{D_H + \delta_M + d_{oc}} = \frac{\Delta}{D_0} = \gamma; \\ \cos\varphi_0 &= \sqrt{1 - \sin^2\varphi_0} = \sqrt{1 - \gamma^2}. \end{aligned}$$

В тригонометрических преобразованиях принято, что  $\beta = \frac{d_{oc}}{D_0}$  – относительный геометрический параметр муфты.

С учетом введенных параметров, знаменатель  $W$  системы уравнений (2) после несложных математических операций можно представить в виде:

$$W = 1 + \cos\varphi_1 - \alpha\sin\varphi_1 = 2(1 - \beta - \alpha\sqrt{\beta - \beta^2}).$$

Вычислим синус суммы угловых аргументов  $(\varphi_0 + \varphi_1)$ :

$$\sin(\varphi_0 + \varphi_1) = \sin\varphi_0\cos\varphi_1 + \sin\varphi_1\cos\varphi_0 = \gamma(1 - 2\beta) + 2\sqrt{\beta - \beta^2}\sqrt{1 - \gamma^2} = sc.$$

Тогда для усилий в полотне стеклопластиковой муфты и реакции стенки трубы получаем:

$$\begin{cases} T_1 = Q \frac{[\sqrt{1 - \gamma^2} - f\gamma - (\alpha + f)sc]}{W}; \\ T_2 = Q \frac{[\alpha\gamma + \sqrt{1 - \gamma^2}]}{W}; \\ Q_n = Q \frac{[\gamma + sc]}{W}. \end{cases} \quad (3)$$

Ремонтные возможности муфтовых конструкций определяются уровнем контактного давления, создаваемого муфтой на трубу. Вначале рассмотрим вариант установки муфты

PCM-1420 на газопровод, незаполненный газом. Определение среднего значения контактного давления муфты при затяжке болтов штатными моментами выполним на основе следующей зависимости [2]:

$$P_{KC} = \frac{2Q}{\pi R_{BH} f} \times \frac{\cos \varphi_0 - f \sin \varphi_0}{1 + f \frac{\sin \varphi_1}{\cos \varphi_1}} \cdot K_f, \quad (4)$$

где  $K_f = 1 - e^{f(\varphi_0 - 0,5\pi)}$  – коэффициент, учитывающий тормозящие силы трения.

После подстановки параметрических значений синусов и косинусов получаем:

$$P_{KC} = \frac{2Q}{\pi R_{BH} f} \times \frac{(\sqrt{1 - \gamma^2} - f\gamma)(1 - 2\beta)}{1 - 2\beta + 2f\sqrt{\beta - \beta^2}} \cdot K_f. \quad (5)$$

В качестве примера выполним расчеты в муфтовой конструкции для газопровода диаметром 1420 мм при заданных параметрах, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Практическая реализация расчетов для РСМ

Исходные параметры					
Ширина муфты	Ширина полотна муфты	Диаметр металлических осей	Количество болтов в одном узле затяжки	Диаметр болтов	
$b_M = 320$ мм	$\delta_M = 11,9$ мм	$d_{oc} = 75$ мм	$n = 4$	$d_b = 27$ мм	
Расстояние между центрами затяжки	Штатный момент затяжки	Коэффициент трения в резьбе болтовых соединений	коэффициент трения полотна муфты по трубе с нанесенным эпоксидным клеем		
$L = 164$ мм	$M_z = 675$ Нм	$\xi = 0,2$	$f = 0,28$		
Результаты расчетов					
По формуле (1)	Величина максимального усилия, стягивающего оси при затяжке всех четырех болтов			$Q = 0,5$ МН	
Вспомогательные параметры					
$\alpha = 0,02058$	$D_0 = 1506,9$ мм	$\beta = 0,04977$	$\gamma = 0,1088$	$sc = 0,5303$	$W = 0,8915$
Системы уравнений (3)	Усиление растяжения ветви полотна, прилегающей к трубе				$T_1 = 0,2126$ МН
	Усиление растяжения на прямолинейной части полотна				$T_2 = 0,2634$ МН
	Реакция стенки трубы от прижатия стальной оси.				$Q_n = 0,1690$ МН
По формуле (5)	Среднее значение контактного давления муфты при затяжке болтов штатными моментами			$P_{KC} = 1,43$ МПа	

Учитывая результаты расчетов, представленных в таблице 1, определяем среднее контактное давление муфты на трубу газопровода при транспортировке газа под давлением –  $P_p = 7,4$  МПа

$$P_K = P_{KC} + \frac{1}{\mu} P_p = 1,43 + 1,17 = 2,6 \text{ МПа}, \quad (6)$$

где  $\mu = 1 + \frac{E\delta_T}{E_M\delta_M} \times \frac{D_H + 2\delta_M}{D_H - 2\delta_T}$ ;  $E = 2,08 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости трубной стали;  $E_M = 0,57 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости стеклопластикового волокна муфты;  $\delta_T = 16,7$  мм – толщина стенки трубы.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы. Во-первых, предложен способ расчета контактного давления муфты на трубу через конструктивные параметры. Во-вторых, результаты расчета показывают, что уменьшится на 35% деструктивное воздействие растягивающих напряжений в зонах, в которых присутствуют следы деформаций.

#### Библиографический список

1. Расчет на прочность деталей машин: справочник / И. А. Биргер. Б. Ф. Шорр, Г. Б. Иосилиевич. – М.: Машиностроение, 1974. – 702 с.
2. Шарьгин А. М. Влияние конструктивных параметров ремонтных стеклопластиковых муфт на степень усиления дефектных зон линейных участков газопроводов / А. М. Шарьгин, М. И. Кашуба, И. А. Базарова / Международный семинар «Рассохинские чтения», 8-9 февраля 2013 г.: материалы семинара, Ч. 2.; под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2013. – С. 208-210.
3. Шарьгин А. М. Влияние параметров конструктивных элементов стеклопластиковых муфт на эффективность усиления газопроводных труб с дефектами / А. М. Шарьгин / Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – № 5 (51). – С. 18-22.

УДК 621.671:681.518.5

#### **О результатах разработки обеспечения электропараметрического метода технической диагностики механических дефектов в центробежных насосных агрегатах**

Шичёв П. С., (shichev@bk.ru), Ягубов З. Х., Быков И. Ю.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Для снижения вероятности отказов динамического оборудования, в том числе центробежных насосных агрегатов (ЦНА), и возникновения аварийных ситуаций эксплуатирующими организациями осуществляется постоянный, либо периодический контроль технического состояния оборудования методами технической диагностики. Периодичность выполнения мероприятий по контролю технического состояния определяется значимостью объекта контроля и его текущим техническим состоянием. Наиболее распространенной стратегией обслуживания ЦНА на различных объектах является совмещение планово-предупредительных ремонтов и ремонтов по фактическому техническому состоянию, что обеспечивается различными методами диагностики текущего технического состояния, в том числе параметрическими, температурными, вибрационными, электропараметрическими и др.

На различных этапах эксплуатации ЦНА неизбежно возникают неисправности механического, электромагнитного и гидродинамического характеров. Наиболее частыми дефектами, приводящими к отказам и выводам ЦНА из эксплуатации, являются неисправности механического характера, такие как нарушение соосности валов насоса и электродвигателя и дефекты подшипников агрегата [1].

Обнаружение и оценка обозначенных неисправностей могут эффективно реализовываться электропараметрическим методом диагностики, основанном на анализе параметров амплитудно-частотных спектров фазных токов и напряжений цепи питания электродвигателя, о чем свидетельствуют многочисленные научно-технические разработки [1, 2]. В свою очередь для широкого внедрения рассматриваемого метода в целях диагностики ЦНА требуется разработка перечня диагностических признаков неисправностей, базы пороговых значений диагностических параметров, по которым возможно определить техническое состояние оборудования, в том числе, с учетом изменения рабочих характеристик. Также важной задачей является создание аппаратного и программного обеспечения метода. Ввиду того, что результаты работы, представленные в настоящей статье, направлены на решение указанных вопросов и развитие электропараметрического метода для диагностики ЦНА, можно утверждать, что тематика работы является актуальной.

В рамках разработки обеспечения электропараметрического метода диагностики механических неисправностей в ЦНА решаются следующие задачи:

- устанавливаются диагностические признаки нарушения центровки валов и дефектов подшипников в ЦНА;
- определяются значения диагностических параметров, соответствующие различным

классам технического состояния машины;

– разрабатываются предложения по аппаратурному и программному обеспечению электропараметрического метода диагностики ЦНА.

Для изучения диагностических признаков и количественных характеристик диагностических параметров организовано экспериментальное исследование, основными этапами которого являются компоновка экспериментального комплекса (см. рисунки 1 а, б), оценка оптимального объема измерений, изучение правил выполнения измерений, сбор диагностической информации и статистическая обработка данных.

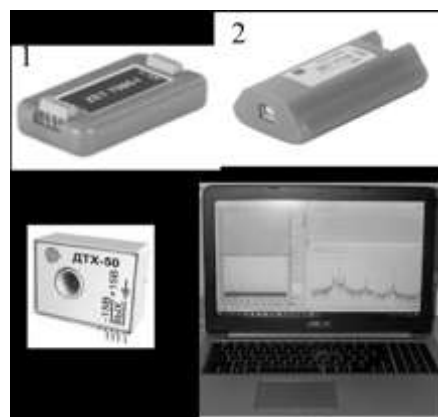
Экспериментальный комплекс включает в себя объект диагностики – ЦНА К 20/30, пусковую и защитную аппаратуру, измерительную систему по каналу измерения сигнала фазного тока двигателя и каналу измерения виброскорости ЦНА. Сборка, разборка, монтаж и ввод в работу агрегата, а также работа с измерительной аппаратурой выполнены с учетом указаний нормативной документации, в том числе: Правил устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е издание, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ), руководств по эксплуатации насоса и электродвигателя, ГОСТ Р 55265.7-2012 (ИСО 10816-7:2009), ГОСТ ИЕС 61010-1-2014, ГОСТ ISO 20958-2015.



а



б



в

Рисунок 1. Оборудование для экспериментальных исследований:

а – общий вид экспериментального комплекса;

б – аппаратура, смонтированная в шкафу; в – устройства канала измерения по току;

1 – измерительный модуль; 2 – преобразователь интерфейса; 3 – датчик тока;

4 – персональный компьютер (ноутбук)

В процессе эксперимента выполнены измерения параметров амплитудно-частотного спектра фазного тока двигателя и среднего квадратического значения (СКЗ) виброскорости агрегата при отсутствии явных неисправностей и при преднамеренно обеспеченных нарушении центровки валов и дефектах подшипников качения насоса и электродвигателя. Количественный показатель нарушения центровки определен с помощью центровочного устройства с индикаторами часового типа (см. рисунок 2 а) по наибольшему отклонению  $a$ ,  $b$  в одной из плоскостей (см. рисунок 2 б). Дефект подшипника обеспечен абразивным износом дорожек качения и количественно определен по максимальному отклонению наружной обоймы при неподвижно закрепленной внутренней (см. рисунок 2 в) в результате приложения радиального  $F_r$  и осевого  $F_a$  усилий.

Параметры спектра получены с помощью программного обеспечения, позволяющего наглядно отобразить спектр в частотной области 0-200 Гц в реальном времени (см. рисунок 3).

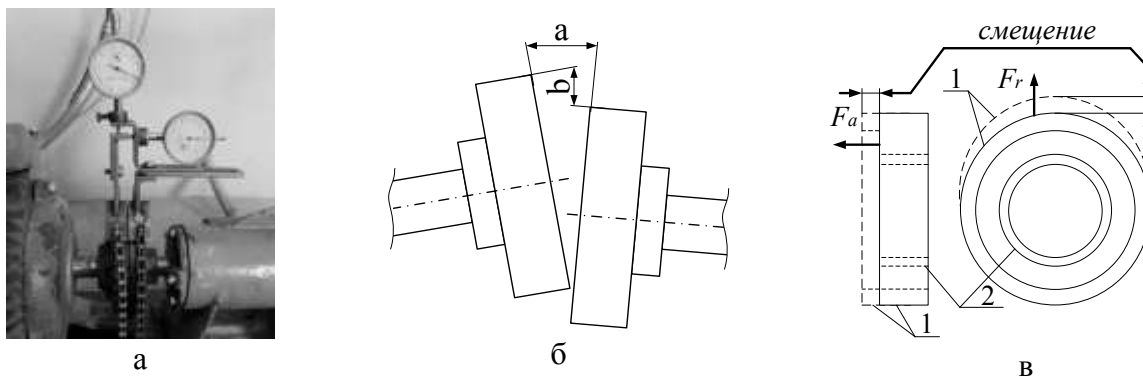


Рисунок 2. К определению нарушения центровки валов и дефекта подшипника

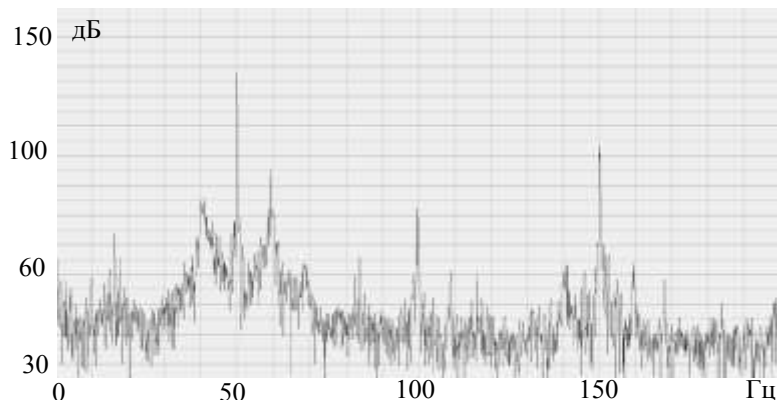


Рисунок 3. Пример амплитудно-частотного спектра тока

В результате измерений и анализа данных отмечены информативные частоты спектра тока при наличии неисправностей:  $f_{def} = 100$  Гц – нарушение центровки валов;  $f_{def} = 36; 64$  Гц – дефект подшипников скольжения. Наблюдения согласуются с ранее проведенными исследованиями [3]. На обозначенных информативных частотах определены значения диагностического параметра:  $A'_i = \frac{A_i}{A_{50}}$ , где  $A_i, A_{50}$  – соответственно значения амплитуд информативной частотной составляющей и основной гармоники на частоте 50 Гц, для различных уровней дефектов. По измеренным значениям СКЗ виброскорости определены пороговые значения диагностического параметра для разных классов технического состояния машины в соответствии с СА 03-001-05.

Реализация электропараметрического метода диагностики рассматриваемых неисправностей ЦНА, эксплуатируемых на производственных объектах, возможна с использованием представленных экспериментальных аппаратных и программных средств как в

качестве мобильных, так и полустационарных систем контроля. В дальнейшем, требуется разработать соответствующие методические указания и рекомендации по проведению контролей.

Библиографический список

1. Шичёв П. С. Определение диагностических признаков неисправного состояния центробежного насосного агрегата в спектре тока электродвигателя / П. С. Шичёв, З. Х. Ягубов // Контроль. Диагностика. – 2017. – № 6. – С. 50-57.
2. Шичёв П. С. Моделирование неисправного состояния центробежного насосного агрегата и оценка электромагнитных диагностических признаков / П. С. Шичёв // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2018. – № 2 (128). – С. 100-106.
3. Барков А. В. Методика диагностирования механизмов с электроприводом по потребляемому току / А. В. Барков, Н. А. Баркова, А. А. Борисов, В. В. Федорищев. – Санкт-Петербург: НОУ «Севзапучцентр», 2012. – 68 с.

УДК 620.178.16:621.643.414

### **Анализ нормативной базы, определяющей требования к эксплуатационной надежности резьбовых соединений НКТ**

Юшин Е. С.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Согласно ГОСТ 27.002-2015 [1], под термином «надежность» следует понимать свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать в себя безотказность, ремонтпригодность, восстанавливаемость, долговечность, сохраняемость, готовность или определенные сочетания этих свойств. Требуемые функции объекта эксплуатации и критерии их выполнения устанавливаются в нормативной, конструкторской, проектной, контрактной или иной документации на оборудование.

Производство и выпуск стальных насосно-компрессорных труб (НКТ) групп прочности Д, К, Е, Л, М и Р в России регламентируется ГОСТ 633-80 [2] и ГОСТ Р 52203-2004 [3], а Обществом «ВНИИТнефть» предложены РД 39-136-95 [4] и РД 39-0147014-0002-99 [5], как основополагающие документы при эксплуатации и расчете трубных изделий для комплектования лифтовых колонн.

За рубежом регламентом для выпуска НКТ является документация Американского Нефтяного Института (American Petroleum Institute) API Spec 5CT [6], 5A (сталь группы прочности H-40, J-55, N-80), 5AC (сталь группы прочности C-75, L-80, C-95), 5AX (сталь группы прочности P-105), 5AC (стали для эксплуатации НКТ в скважинах с повышенным содержанием сероводорода и углекислого газа, а также в условиях низких температур).

В нормативной документации [2, 3, 6] отражаются требования к:

- материалу труб (механические характеристики сталей, относящие НКТ к той или иной группе прочности; химический состав, ограничивающий массовое содержание серы и фосфора);
- геометрии труб (отклонения по длине, толщине стенки, наружному и внутреннему диаметрам по трубам и муфтам, изогнутости и т. д.);
- геометрии резьбовых соединений (тип резьбы, отклонения по конусности, по шагу резьбы, допуск на глубину резьбы, овальности и т. д.);
- видам контроля изделий и допускаемым размерам выявленных дефектов после изготовления.

Кроме того, в России существует модифицированный по отношению к международному ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004) [7] на трубы нефтегазопромыслового сортамента по API, в том числе и на НКТ, согласно которому регламентируются:

- химический состав плавки;
- вид, условия и режимы термообработки муфт и труб;
- содержание вязкой составляющей в металле труб после испытаний на ударный изгиб, а также сами испытания;
- испытания на стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;
- дополнительный контроль твердости;
- предельные дефекты и отклонения геометрии труб;
- гидростатические испытания труб;
- виды неразрушающего контроля.

Видно, что вышеперечисленные положения относятся к требованиям, формирующим надежность НКТ на этапе конструирования и изготовления. Как правило, осуществлением входного контроля поставляемых материалов на завод-изготовитель, а также готовых трубных изделий на предприятие, эксплуатирующее НКТ, удастся добиться мониторинга за соблюдением всех показателей качества в соответствии с нормативной документацией.

Эксплуатационная надежность НКТ зависит, в первую очередь, от технологии ведения спуско-подъемных операций (СПО) на промыслах при подземном ремонте скважин, обоснованного выбора типа изделий и материалов труб под требуемые скважинные условия работы, а также своевременного и качественного контроля технического состояния и «ремонта». Поддержание уровня эксплуатационной надежности НКТ практически полностью «ложится на плечи» организации, использующей трубные изделия.

На эксплуатационную надежность колонн насосно-компрессорных труб, определяемую условиями и режимами применения объекта, оказывают влияние множество факторов, которые могут быть как связаны друг с другом и действовать синергично (коррозионно-механическое воздействие; комплексные нагрузки с углекислотной коррозией, сероводородным коррозионным растрескиванием под напряжением, наводороживанием металла), так и воздействовать разрозненно.

Рассмотрим содержание нормативной документации на НКТ и выделим основные моменты, касающиеся положений, так или иначе связанных с их эксплуатационной надежностью.

Руководящие документы [4, 5] Общества «ВНИИТнефть», помимо уже рассмотренных и указанных в ГОСТ [2, 3], предъявляют требования к:

- правилам приемки и контроля (требования к приборам и измерительному инструменту, натягам по резьбам ниппеля и муфты, другим геометрическим параметрам резьб);
- условиям применения НКТ в зависимости от технологических характеристик скважин (дебита, газового фактора, давления насыщения, наличия парафинов, солей, сероводорода и т. д.);
- технологии проведения СПО (подготовительные работы, шаблонирование, тип и состав применяемой смазки, посадка труб в муфту, моменты свинчивания, типы используемых ключей и элеваторов);
- разбраковке, «ремонту» и списанию НКТ, транспортированию и хранению;
- предельным (соответствующим пределу текучести материала труб) нагрузкам на НКТ при эксплуатации;
- коэффициентам запаса прочности для работы НКТ в наклонно направленных и искривленных скважинах;
- предельному давлению, при котором в теле НКТ достигается напряжение, равное пределу текучести материала труб;
- предельным растягивающим нагрузкам, при котором в резьбовых соединениях НКТ достигается напряжение, равное пределу текучести материала труб;
- предельным глубинам спуска одноступенчатой колонны НКТ.

Кроме того, расчетные методики РД [5] позволяют математически произвести обоснованный выбор НКТ при:



- различных способах эксплуатации скважин (фонтанном, газлифтном, механизированном штанговыми и погружными насосами);
- некоторых технологических работах в стволе скважин по интенсификации притока (нагнетание сточных вод, гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, тепловое воздействие на призабойную зону пласта);
- работе в газовых и горизонтальных скважинах;
- наличии сероводорода и углекислого газа.

Как видно из перечня, документы достаточно подробно и с учетом различных условий эксплуатации позволяют подбирать НКТ по материалу, типоразмеру, виду резьбовых соединений и работать с ними на нефтегазовых промыслах.

Модифицированный по отношению к международному ГОСТ Р 56175-2014 (ИСО 10405:2000) [8] заменяет и дополняет устаревший РД [4]. В стандарте [8] даны рекомендации к НКТ, а именно:

- к порядку подъема и спуска труб из (в) скважины (у);
- к транспортированию, погрузочно-разгрузочным работам, а также хранению труб;
- к контролю бывших в употреблении труб;
- к защите труб от коррозии;
- к ремонту поврежденных труб и их резьбовых соединений.

Исчерпывающая многолетняя статистика отказов НКТ позволяет выделить в ней главную причину – износ и разрушение резьбовых соединений, являющихся в силу типа сочленения ниппеля и муфты, а также многократности процессов СПО наименее прочными локальными зонами в лифтовой колонне. На долю этого вида отказа НКТ приходится около половины всех аварийных случаев. Таким образом, можно отметить, что эксплуатационная надежность НКТ определяется, в основном, надежностью их резьбовых соединений.

Согласно ГОСТ [8], к методам контроля технического состояния относят визуальный, измерительный, электромагнитный, ультразвуковой, рентгеновский, вихретоковый и некоторые другие. Оценку пригодности к эксплуатации резьбовых соединений НКТ, бывших в употреблении, для обеспечения сохранения герметичности и возможности дальнейшего свинчивания рекомендуется производить методом измерений геометрических параметров при помощи рабочих резьбовых калибров по ГОСТ 10654-81, ГОСТ Р 51906-2002, ГОСТ 34057-2017. Для регламентированного контроля резьбовых соединений НКТ создан ГОСТ Р 53365-2009 [9]. В стандарте указывается, что пригодность резьбовых соединений НКТ к дальнейшей эксплуатации оценивается рядом параметров, среди которых за основной принято значение натяга резьб ниппеля и муфты.

Однако, несмотря на многообразие перечисленных параметров и требований в ГОСТ к резьбам НКТ, отсутствуют количественные оценки влияния отклонения от соосности при свинчивании на износ первых витков резьб, входящих в зацепление, влияния скважинных сред на разупрочнение металла и его последующее активное выкрашивание при свинчивании и развинчивании, влияния содержания механических примесей в смазке, комплекса этих факторов, а также методик прогноза технического состояния резьбовых соединений при многократном свинчивании и развинчивании.

#### Библиографический список

1. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартинформ, 2017. – 23 с.
2. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. – Введ. 1983-01-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 22 с.
3. ГОСТ Р 52203-2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. – Введ. 2004-09-01. – М.: Госстандарт России: Издательство стандартов, 2010. – 53 с.
4. РД 39-136-95. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб. – Введ. 1995-07-01. – Самара: «ВНИИТнефть», 1995. – 159 с.
5. РД 39-0147014-0002-99. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. –

Введ. 1999-01-01. – Куйбышев: «ВНИИТнефть», 1999. – 69 с.

6. API Spec 5CT. Specification for Casing and Tubing. 9 th Edition, American Petroleum Institute (API), Washington, D. C., July 2011.

7. ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004). Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной или газовой промышленности. Общие технические условия. – Введ. 2010-03-01. – М.: Госстандарт России: Издательство стандартов, 2009. – 195 с.

8. ГОСТ Р 56175-2014 (ИСО 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию. Введ. 2015-01-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 57 с.

9. ГОСТ Р 53365-2009. Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования. – Введ. 2010-03-01. – М.: Госстандарт России: Издательство стандартов, 2009. – 44 с.

УДК 656.131

### **Газомоторное топливо – экономический и экологический эффект**

Безбородов Ю. Н.

*Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, г. Красноярск, РФ*

Опираясь на статистические данные 2015 года и информацию по текущему году, мной подготовлено сообщение по анализу состояния топливного рынка РФ и перспективам его развития. Это только общий взгляд на состояние дел в этой области.

В 2015 г. общий объем переработки нефти, по сравнению с предыдущим годом, уменьшился на 6,5 млн т и составил 282,4 млн тонн.

Основные факторы сокращения переработки:

- увеличение средней по отрасли глубины переработки нефти до 74,2 % за счет мероприятий по модернизации технологической оснащенности российских НПЗ;
- оптимизация нефтеперерабатывающими компаниями объемов первичной переработки сырья при одновременном поддержании уровней и повышении качества производимых моторных топлив (в первую очередь автомобильных бензинов), обеспечивающих бездефицитное снабжение потребителей внутреннего рынка Российской Федерации.

Увеличение технологических мощностей стало результатом предпринимаемых в последние годы усилий по модернизации нефтеперерабатывающих предприятий и строительству новых НПЗ, включая малые предприятия (т. н. мини-НПЗ). В соответствии с четырехсторонними соглашениями между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом на 2015 г. был запланирован ввод в эксплуатацию 19 новых установок и завершение реконструкции восьми имеющихся установок вторичной переработки и облагораживания. По итогам 2015 года, на 11 из 27 установок работы завершены, а по остальным 16 срок ввода в эксплуатацию перенесен на текущий и последующие годы.

Всего на НПЗ России за 2015 г. произведено 39,2 млн т автомобильного бензина всех марок, 76,1 млн т дизельного топлива, 9,6 млн т авиационного керосина, 71,0 млн т топочного мазута.

В 2017 г. производство светлых нефтепродуктов вырастет на 3,5 % до 179 млн т относительно 2015 г., потребление сократится на 7,7 % до 84 млн т, а экспорт вырастет на 16 % до 95 млн т. Особенно резко вырастет экспорт бензина: в 2 раза до 9,1 млн т. В 2015 г. впервые за несколько лет потребление бензина упало на 1,3 % до 35,4 млн т, эта тенденция продолжается в 2016-м, и продолжится в 2017 г.: ухудшается экономика в стране, люди покупают меньше новых автомобилей и, в принципе, меньше ездят из-за падения реальных доходов. При этом производство за два года вырастет на 6,3 % до 41,7 млн т, а внутреннее потребление упадет на 7,3 % до 32,8 млн т.

По данным аналитического агентства «АВТОСТАТ», в 2015 году автомобильный

транспорт в России потребил 64 млн тонн топлива. На 15 крупнейших регионов России приходится почти половина (47 %) потребления топлива. Москва и область занимают 14 % от общего объема. Более 70 % топлива расходуется автотранспортом в европейской части России. На Дальний Восток приходится лишь 6 % потребления, а Сибирь занимает 13 % рынка.

Примерно половина топлива – 29,9 млн тонн (46,7 %) была использована легковыми автомобилями. На лёгкие коммерческие перевозки пришлось 9,3 млн тонн (14,5 %), а грузовики использовали 21,6 млн тонн (33,7 %), что составляет чуть более трети общего объема потребления. На автобусы и мототехнику пришлось соответственно 3,1 млн тонн (4,8 %) и 0,1 млн тонн (0,3 %).

На бензин приходится 60 % от всего потреблённого объема топлива.

**Относительно качества выпускаемых топлив.** Международный центр качества топлива провел проверку и составил список стран с самым качественным бензиновым и дизельным топливом.

Самое лучшее дизельное топливо, по мнению экспертов, было (как и все прежние годы) в Швеции, на втором месте – Германия, на третьем – Япония.

Вслед за тройкой лидеров комфортно расположилась группа стран, где качество топлива находится на завидно высоком уровне: Финляндия, Дания, Венгрия, Люксембург, Нидерланды, Австралия, Австрия, Бельгия и др.

Стоит оговориться, что Международный центр качества топлива не пытается оценивать качество топлива в комплексе, вне его поля зрения оказываются самые разнообразные варианты «бодяжного» топлива и т. д. Критерием оценки качества бензина и дизельного топлива для экспертов Международного центра качества топлива является одна из позиций, которая характеризует химическую стабильность топлива и содержание в нем серы. Например, по стандарту Евро-5 содержание серы в бензине не должно превышать 10 ppm, Евро-4 – 30 ppm. В мире по бензину такие параметры действуют только в Евросоюзе, Японии, Южной Корее, а также Чили.

Россия находится в третьей из четырех групп стран, в которых уровень содержания серы в дизтопливе составляет 300-500 ppm. К этой же группе относятся Китай, Индонезия, ЮАР, Индия, Мексика.

Авторы рейтингов Международного центра качества топлива учитывают местные законодательные нормы по содержанию серы в бензине и дизтоплива, а также некоторые другие особенности.

**Что касается качества топлив, реализуемых на АЗС.** Качество топлива на АЗС волнует каждого водителя, ведь от этого зависит ресурс двигателя и количество вредных выбросов в атмосферу. Кроме этого некачественный бензин ухудшает динамику автомобиля, расход топлива увеличивается, могут появиться трудности при запуске двигателя.

В 2015 году по прямой линии президенту России сообщили, что есть много нареканий по качеству автотоплива, причем как бензина, так и дизельного. После этого президент РФ поручил Генпрокуратуре и Росстандарту проверить качество топлива на заправках. После проверок выяснилось, что около 34 % взятого топлива оказалось с нарушениями (чаще всего это превышение массовой доли серы, на некоторых АЗС нормы превысили в 30 раз). Причем качество топлива на нефтеперерабатывающих заводах не вызывает нареканий, химичат чаще всего на АЗС! Сейчас недоливают бензин на заправках редко, куда безопасней и выгодней продавать плохой бензин, повышая его октановое число при помощи низкокачественных присадок, которые с легкостью можно приобрести в России.

Согласно данным аналитического агентства «Автостат» для 72 % автолюбителей бренд заправки имеет значение. Судя по опросам 2015 года, самым популярным брендом АЗС является «Лукойл», на втором месте располагается «Роснефть», а закрывает тройку лидеров «Газпромнефть». Другими словами этот рейтинг показывает, на каких АЗС самый качественный бензин, иначе бы эти бренды не выбирали.

Качество бензина на АЗС можно определить при помощи лабораторных исследований, но чаще всего выбирают заправку по отзывам.

Связывая качество топлив и экологию, следует отметить:

Выхлопные газы автомобилей – основной источник загрязнения атмосферы развитых стран Запада. В России наибольшее количество вредных выбросов является заслугой теплоэнергетики (ТЭС и котельных). Второе место по масштабам выделения вредных веществ в атмосферу РФ занимают предприятия чёрной и цветной металлургии. Автотранспорт же борется с объектами химической и целлюлозно-бумажной промышленности лишь за третье место в списке ключевых источников загрязнения воздуха в России. Однако наши города-миллионники выбиваются из общей экологической картины по стране. В них ситуация та же, что и в западных мегаполисах: доля загрязнения автотранспортом составляет 70-80 % от совокупного количества выбросов вредных веществ в атмосферу. Наибольший урон выхлопные газы автомобилей наносят экологии Москвы, Санкт-Петербурга, Самары, Назрани, Нальчика, Элисты, Краснодара, Ростова-на-Дону, Ставрополя, Сочи, Воронежа и Калуги.

Казалось бы, нет ничего страшного в том, что загрязнение выхлопными газами в российских мегаполисах перекрывает выбросы всех промышленных предприятий, раз на Западе аналогичная история. Но на самом деле в европейских, американских и японских городах машин в 2-3 раза больше, а экология в большинстве из них лучше, чем у нас. Отсюда вывод: автомобильные выбросы в мегаполисах РФ в разы токсичнее зарубежных.

Одна из главных причин сверхмерного загрязнения выхлопными газами наших мегаполисов - это крайне низкое качество автомобильного топлива. Несмотря на то, что самый страшный этилированный бензин уже 10 лет (с 2003 года) находится в России под запретом, очистить атмосферу от последствий его использования до сих пор не удаётся.

В то время как экологи бьются над решением проблемы 10-летней давности, стремящиеся сэкономить на топливе автомобилисты, продолжают усугублять положение с загрязнениями. Разумеется, в стране, где изобрели самогонку, не могли не придумать «палёный» бензин – дешёвый прямогонный бензин с добавлением низкокачественных присадок для повышения октанового числа.

Вторая причина интенсивного отравления воздуха крупных российских городов выхлопными газами с повышенной концентрацией загрязняющих веществ – это старые отечественные машины. Выбросы таких автомобилей в разы токсичнее зарубежных, поскольку европейские, американские и японские машины оснащены нейтрализаторами выхлопных газов.

Третья причина сверхмерного загрязнения атмосферы наших мегаполисов автомобильными выбросами кроется в одной из главных бед России – дорогах. Из-за того что они слишком узкие, да ещё и с множеством перекрёстков и светофоров, автомобилям приходится часто останавливаться, часами стоять в пробках. На каждом светофоре и в местах образования заторов количество автомобильных выбросов зашкаливает, поскольку при режимах холостого хода и набора скорости в атмосферу выделяются максимальные объёмы выхлопных газов.

Как правило, наибольшему загрязнению автотранспортом подвергаются центральные, самые густонаселённые, районы мегаполисов. В результате от загрязнения атмосферы автомобильными выбросами страдает здоровье сотен тысяч жителей каждого крупного города России. Наибольшую опасность выхлопные газы представляют для маленьких детей, поскольку высота автомобильных выбросов не достигает и 1 м.

Российские города сегодня не способны выдержать и 300 автомобилей на 1000 жителей.

Однако при строгом соблюдении инструкции по сокращению количества вредных автомобильных выбросов в атмосферу у наших мегаполисов появится шанс сравняться с образцовыми японскими городами.

Для сокращения объёмов вредных автомобильных выбросов в атмосферу используется целый перечень методов:

1. Постоянное совершенствование моделей двигателей и уменьшение корпусов автомобилей с целью минимизации потребления ими топлива.

2. Использование экологичных видов топлива (природного газа, жидкого водорода, этилового спирта и прочих разновидностей «зелёного бензина»).

3. Снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами. В развитых странах машинам запрещено появляться на дорогах без этих «фильтров» для очистки выхлопных газов.

4. Внедрение автоматизированных систем регулирования движения с целью сокращения времени работы автомобильных двигателей в режиме холостого хода и набора скорости.

5. Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог. Данная мера позволяет вполнину уменьшить вредное воздействие автомобильных выбросов на окружающую среду. Одно дерево за год поглощает объём выхлопных газов, выделяемый среднестатистической машиной за 25 000 км пробега.

Повышение уровня автомобилизации также способствует увеличению негативного воздействия транспорта на окружающую среду, экологическая проблема приобретает все большую масштабность. Только отечественным автопарком выбрасывается более 14 млн. тонн вредных веществ, которые составляют 40 % общего числа выбросов в атмосферу, в мегаполисах они достигают 90 %. Именно поэтому вопрос об использовании альтернативного вида топлива становится все более актуальным. На сегодняшний день существует огромная разновидность альтернатив нефти как источника энергии, однако наиболее перспективным, на мой взгляд, является газомоторное топливо.

Природный газ представляет собой достойную альтернативу нефти в топливной промышленности. В качестве моторного топлива газ используется в нескольких видах – в виде сжиженного углеводородного газа (СУГ), сжиженного природного газа (СПГ) и компримированного природного газа (КПГ), который является наиболее дешевым из всех видов моторного топлива.

Согласно Энергетической стратегии России, а так же по мнению экспертов в области газовой промышленности, развитие рынка газомоторного топлива относится к одной из стратегических задач в области топливной энергетики. Газомоторное топливо является высококачественным, с улучшенными экологическими характеристиками, которые соответствуют международным стандартам.

Специалистами ПАО «Газпром» и ВНИИгаз было проведено исследование, в результате которого было установлено, что использование сжиженный природный газ значительно выгоднее компримированного природного газа. Так, происходит снижение удельных капиталовложений на производство в размере 25-30 %, снижается себестоимость производства топлива на 40 %, снижаются суммарные затраты на производство, доставку и распределение на 10-30 %.

Последние годы развитие рынка сжиженного природного газа происходит более активно, постоянно увеличивается спрос на данный вид топлива, что приводит к строительству новых заводов по его производству.

Преимущество использования газомоторного топлива заключается в низком уровне вредных выбросов в атмосферу и относительно низких затратах на производство моторного топлива.

Действующий стандарт «Евро-5» ограничивает выбросы углекислого газа до 0,8 грамма на километр, однако при использовании компримированного природного газа и сжиженного природного газа уровень этих выбросов составляет только 0,1 грамма, выбросы окиси азота по сравнению с бензиновым топливом сокращаются в 1,2 раза, выбросы углеводородов меньше в 1,9 раза. Выброс парниковых газов при использовании газомоторного топлива также сокращается на четверть. На сегодняшний день, компримированный природный газ и сжиженный природный газ являются наиболее экологичными видами топлива. Стоит отметить, что компримирование попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях и его полезное использование также приводит к улучшению экологической ситуации за счет снижения объемов сжигаемого на факелах газа.

Сокращение затрат на топливо при использовании газа возможно за счет более низкой цены на газ в сравнении с продуктами нефтепереработки. Стоимость газа в среднем по России ниже на 50 % стоимости бензина марки Аи-92, при этом энергоотдача практически одинаковая. Переход на использование газомоторного топлива выгоден не только для частных владельцев автомобилей, но и для юридических лиц, в связи его экономичностью, что в свою очередь приводит к значительному уменьшению затрат собственных, корпоративных или государственных средств.

Согласно данным Группы компаний «Газпром газэнергосеть» средняя розничная цена на сжиженный углеводородный газ, к примеру, на АГЗС варьируется в пределах 14-19 рублей.

Газомоторное топливо широко применяется на общественном транспорте в населенных пунктах и междугороднем сообщении, именно поэтому применение газомоторного топлива интересно не только коммерческим предприятиям, но и государственным.

Потребление газомоторного топлива в России стабильно растет. На сегодняшний день сеть автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) в России состоит из более чем 270 станций. Объем реализации компримированного природного газа компании Газпром в 2015 году по сравнению с предыдущим увеличился на 8 % и составил 433 млн куб. м. Реализуется масштабная программа строительства новых АГНКС. К концу текущего года планируется сооружение 35 новых АГНКС в 21 регионе России. В результате этого ожидается рост увеличения потребления газа на 11 %, то есть до 480 млн куб. м.

На сегодняшний день, сжиженный природный газ наиболее востребован в магистральных грузоперевозках, на железнодорожном транспорте и в сельском хозяйстве (для тяжелой сельскохозяйственной техники). При постепенном развитии рынка потребление к 2020 году может достигнуть 10,4 млрд. куб. м<sup>3</sup>.

Количество автомобилей, работающих газе также растет. В 2015 году было продано 3172 газомоторных транспортных средства (3044 из которых были произведены в России), и это на 39 % больше, чем было продано в 2014 году. На сегодняшний день производители ГАЗ, АВТОВАЗ, Волгабас, Кировский завод, КАМАЗ, концерн «Тракторные заводы» и многие другие производят довольно большую линейку техники, работающую на газомоторном топливе: автобусы, дорожная спецтехника, мусоровозы, сельскохозяйственная техника и автокраны.

Соотношение транспорта, работающего на КПП, к другим видам транспорта в 2020 году может достичь:

- общественный транспорт и техника для ЖКХ – 50 %;
- коммерческий транспорт, грузовой транспорт для внутригородских перевозок – 30 %;
- личный транспорт – 10 %;
- сельхозтехника – 20 %.

Однако стабильный рост потребления газа все еще не позволяет ему конкурировать с другими видами моторных топлив. Так, уровень потребления КПП в России составляет лишь 0,5 % от всех видов топлив, газа в целом – 2,2 %, а загрузка АГНКС в среднем составляет лишь 25 %.

Этому способствует ряд причин:

1. Ухудшение некоторых технических характеристик автомобиля. На данном этапе развития технологий переоборудование автомобиля приводит к увеличению его массы на 5-6 %, размер багажного отделения также уменьшается, использование газомоторного топлива затрудняет запуск двигателя в зимний период.

2. Отсутствие развитой сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). Так, например, в Санкт-Петербурге на сегодняшний день функционируют только 2 АНГКС, 6 находятся на стадии строительства – если учесть, что расход газа в среднем в 1,15 раз больше расхода бензинового топлива, что приводит к необходимости более частой дозаправки, такое количество заправочных станций является недопустимым. Именно эта причина является основополагающей в отказе автомобилистов от переоборудования своих автомобилей.

3. Высокая цена переоборудования. В среднем стоимость переоборудования автомобиля составляет 15-30 тыс. руб.

4. Необходимость периодического освидетельствования баллонов высокого давления.

5. Низкий уровень развития технологий и техники по использованию природного газа в качестве моторного топлива.

Обозначенные проблемы существенно замедляют спрос на природный газ в качестве топлива.

Таким образом, экологические проблемы в сфере производства и потребления топлива, а также ограниченность разведанных запасов нефти, диктуют необходимость развития альтернативных видов топлива, в частности газомоторного топлива, использование которого на сегодняшний день имеет большие перспективы. В тоже время, несмотря на ряд преимуществ использования газа в качестве топлива, для развития рынка необходимо не только создание развитой инфраструктуры и совершенствование технологий по использованию газа, что требует значительных инвестиций, но также существует необходимость совершенствования законодательства в топливной промышленности с целью создания действующих механизмов ее государственного регулирования. Основными факторами, сдерживающими развитие рынка газомоторного топлива, на сегодняшний день являются: высокая инвестиционная стоимость проектов, зависимость реализации проектов от государства, ограниченность предложений по предоставлению специализированного оборудования.

УДК 622.276.054.22

### **Пути увеличения ресурса валов УЭЦН**

Пилякин З. А., Латыпов Б. М., Никольский В. Э.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, РБ, РФ*

Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) является в настоящее время основным способом добычи нефти в России. Данными установками извлекается на поверхность около двух третей от общей годовой добычи нефти в нашей стране.

В связи с работой установок электроцентробежных насосов в среде подвергающиеся коррозионному износу и выходу из строя различных базовых узлов, возникает необходимость повышения надежности и работоспособности шлицевых соединений, муфтовых соединений, предназначенных для сопряжения валов насоса [2-4].

Сломы валов УЭЦН в одних нефтедобывающих регионах случаются достаточно часто (до 40 %), в других – происходят редко. Возможности исследования поверхности разрушения после слома сильно затруднены вследствие их последующего взаимного износа из-за инерции вращающегося ротора или особенностей отключения погружного электрического двигателя (ПЭД). Предлагаемые версии разрушения валов, как правило, не подтверждаются модельными опытами и расчетами. Поэтому их причины глубоко не изучены, отсутствует классификация по видам разрушений. Предлагаемые технические решения по повышению работоспособности валов направлены на замену материала, усовершенствование шлицевых соединений путем применения низкопрофильных соединений и новой методики их расчета. Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

– слом вала характерен для высокодебитных, высоконапорных УЭЦН независимо от завода изготовителя;

– место слома вала находится в нижних секциях, входном модуле, газосепараторе, протекторе и электродвигателе (ПЭД);

– сломы валов различаются по характеру разрушения и происходят при различной изношенности деталей ротора;

– условия эксплуатации осложнены повышенным содержанием сероводорода и проводимыми антисолевыми обработками скважин.

Вышеприведенные особенности не позволяют принять только одну версию разрушения. Например, версия о коррозионном растрескивании материала вала в среде  $H_2S + HCl$  не объясняет причины разрушения валов ПЭД, где нет коррозионной среды. Причем диаметры валов у разных узлов не одинаковы: у ПЭД и гидрозащиты, иногда у газосепаратора, они больше. Следовательно, возникающие напряжения при равных прочих условиях в этих узлах меньше. Версия о сломе вала вследствие заклинивания также малоубедительна, так как в этом случае разрушение всегда должно происходить в наиболее нагруженном месте, каким является нижнее шлицевое соединение нижней секции. Поэтому требуется разработать физическую модель отказа [4].

Выделено пять основных типов разрушения валов, представленных на рисунке 1.

При разрушении по первому типу (рисунок 1, *а*) уменьшение диаметра вала при эксплуатации возможно при резании материала вала фрагментами разрушившихся деталей с высокой твердостью, к которым относятся радиальные и осевые подшипники из твердых сплавов и керамических материалов. Разрушению этих деталей способствуют дефекты самого материала:

- трещины, которые могут возникнуть при сборке из-за местного натяга;
- механические примеси, попадающие в зазор между втулкой и валом и оказывающие расклинивающее действие;
- конструктивные особенности подшипников;
- динамические нагрузки.

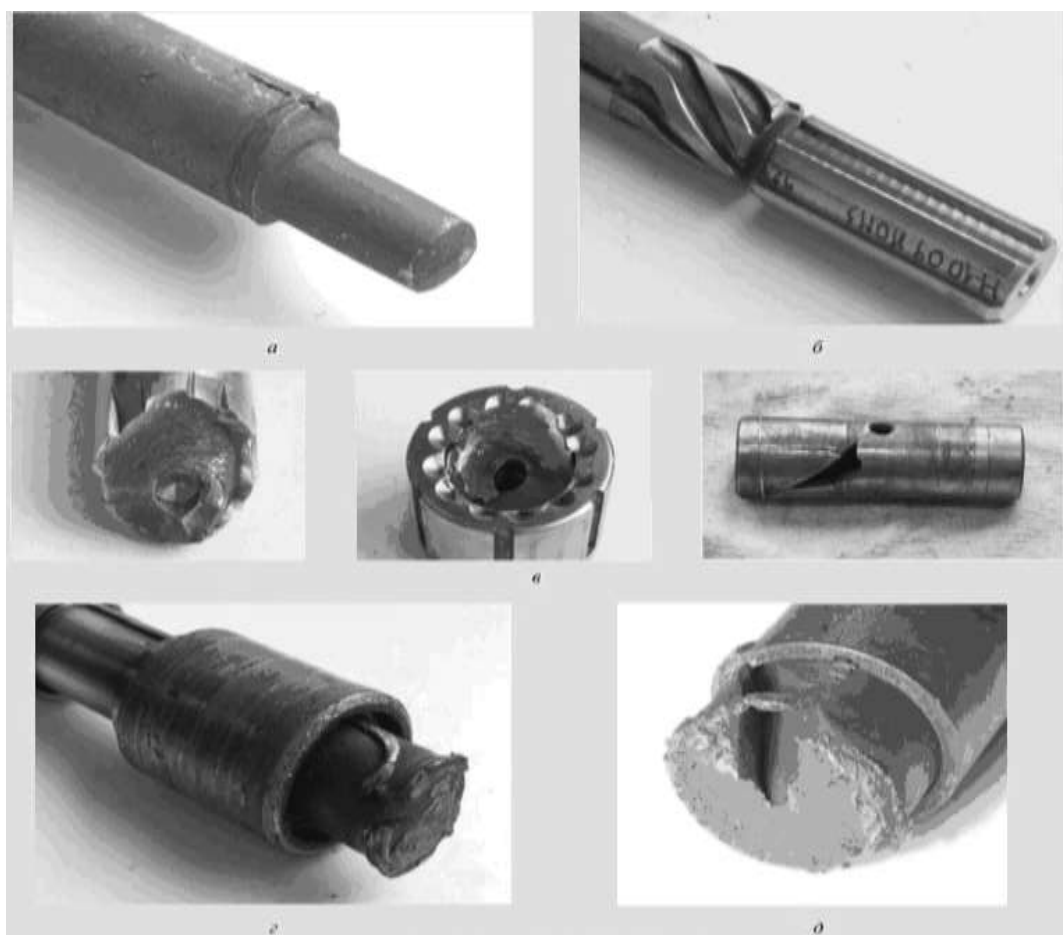


Рисунок 1. Основные типы разрушения валов: *а* – разрушение вала вследствие уменьшения его сечения до предельного состояния, *б* – разрушение вала по ослабленным сечениям с реализацией механизма среза, *в* – усталостное разрушение под действием переменных по амплитуде нагрузок, *г* – разрушение вследствие нагрева и разупрочнения, *д* – комбинированный тип разрушения



В результате разрушения втулки или кольца упорного подшипника возникают режущие кромки, направленные в сторону вала, а при заклинивании втулок между собой режущей гранью является кромка шпоночного паза.

Разрушение по второму типу (рисунок 1, б) происходит в большинстве случаев по наиболее нагруженному сечению: либо по шлицевому соединению (в области торца муфты), либо по пазу под стопорное кольцо. Плоскость разрушения перпендикулярна оси вращения. Свободная часть шлицев на этапе предразрушения деформируется.

К третьему типу относится усталостное разрушение валов, которое происходит под действием знакопеременных или (и) переменных по амплитуде нагрузок (рисунок 1, в). Причиной их возникновения может быть неоднородность добываемой жидкости, что приводит к изменению момента сопротивления; работа установки в околорезонансных зонах, изгиб вала вследствие износа радиальных сопряжений, несоосность валов. Поверхность разрушения имеет характерный вид. Как правило, можно выделить зону или зоны зарождения трещины, зону ускоренного развития трещины и зону долома. Присутствует также зона износа, возникающая при вращении концов разрушенного вала относительно друг друга. Характерной особенностью при усталостном разрушении валов УЭЦН является то, что плоскость разрушения расположена к оси вращения приблизительно под углом  $45^\circ$ . Это относится и к форме разрушения муфты.

Разрушение по четвертому типу происходит в результате нагрева и разупрочнения, вследствие чего изменяются прочностные характеристики материала вала (рисунок 1, г). Нагрев вала до сотен градусов происходит вследствие трения в подшипниках при отсутствии смазки либо при неэффективной смазке. Этому способствуют проворот и вращение наружной втулки в корпусе при заклинивании втулок радиального подшипника. Грибковидная форма разрушенного участка вала свидетельствует о разогреве металла, при котором происходит его пластическое течение. Такой тип разрушения наиболее часто встречается у валов гидрозащиты и газосепаратора.

Когда реализуются два механизма и более (рисунок 1, д), происходит комбинированное разрушение. Например, на первом этапе начинается развитие усталостной трещины, а затем происходит срез [3, 4].

Для исследования характера разрушения при различных видах нагружения и механических характеристик материалов валов проведены испытания на статическую прочность и усталость. Испытания на статическое кручение образцов валов из сталей класса 07X16H4Д4Б с разной прочностью и с основными типами шлицевых соединений проводили при частоте вращения  $0,1 \text{ мин}^{-1}$ . Установлено, что во всех случаях разрушение вала происходит по механизму сдвига и носит вязкий характер (рисунок 2). В случае с прямобочным шлицевым соединением разрушение происходит по шлицам (рисунок 2, а), в случае с эвольвентным шлицевым соединением – в основном по кольцевым канавкам под стопорное кольцо (рисунок 2, б), в случае с прямобочным низкопрофильным соединением – по кольцевым канавкам (рисунок 2, в).



Рисунок 2. Характер разрушения валов с различными шлицевыми соединениями: а – с прямобочными, б – с эвольвентным, в – с прямобочным низкопрофильным

Таким образом, работоспособность шлицевого соединения с низким прямобочным профилем шлицев при статическом кручении не уступает работоспособности эвольвентного соединения и ограничена напряжениями в сечении по кольцевым канавкам. Характер разрушения подобен второму типу разрушения (срез вала) [4-5].

Условия эксплуатации УЭЦН в нефтяных скважинах предъявляют жесткие требования к материалам, из которых изготовлены их детали, в частности вал насоса. Аналитические исследования показывают, что с его ненадежностью при эксплуатации связано более 40 % выходов из строя всего агрегата. Вал насоса подвергается длительному воздействию крутящего момента, в том числе импульсного характера, в агрессивной среде с температурой более 80 °С. Основным материалом для валов УЭЦН более 20 лет является нержавеющая сталь 03X14H7B. Анализ причин выхода из строя валов показывает, что их недостаточная надежность, особенно в скважинах глубиной более 2000 м, обусловлена, прежде всего, неточностью выбора диаметра и недостаточно высокими эксплуатационными характеристиками стали 03X14H7B в данных условиях. При статическом расчете на прочность вала конструкторы пользуются известной зависимостью диаметра от предела текучести при кручении (как предельно допустимого напряжения) и крутящего момента с введением коэффициента запаса прочности для учета усталости металла. Точность расчета зависит от правильности определения и использования этих параметров и степени неопределенности запаса прочности.

В настоящее время наиболее надежны и перспективны для валов УЭЦН нержавеющие высокопрочные стали мартенситно-аустенитного класса с высокой вязкостью разрушения и потенциальной способностью к упрочнению благодаря выделению дисперсных частиц, имеющие предел текучести при растяжении 1,15-1,50 кН/мм<sup>2</sup> и ударную вязкость КСУ при +20°С не менее 78,5 Дж/см<sup>2</sup>. Мартенситно-аустенитная структура стали соответствует наибольшей вязкости и прочности, так как пластины мартенсита в стали с содержанием углерода менее 0,03% окружены тонкими прослойками вязкого аустенита, задерживающего развитие зародышевых трещин. Мартенситная структура, особенно с выделениями дисперсных частиц интерметаллидных или избыточных фаз при термообработке стали, обуславливает ее высокую прочность. Такую структуру с различным соотношением мартенсита и аустенита, а также разными элементами для упрочнения мартенсита имеют стали серии ХМ американского стандарта ASTM, в частности сталь ХМ-12, по стоимости соответствующая стали 03X14H7B. Предел текучести при растяжении стали ХМ-12 в зависимости от режима термообработки и ее химического состава в пределах марочного может составлять 1,15-1,30 кН/мм<sup>2</sup>, т. е. на 40-60 % выше, чем стали 03X14H7B, при ударной вязкости 0,08-0,12 кН·м/см<sup>2</sup>. При кручении предел выносливости и предел текучести при кручении соответственно на 30 и 38 % выше, чем у стали 03X14H7B [1].

Так же для валов УЭЦН применяются коррозионностойкий медно-никелевый сплав «монель-металл». Основными компонентами являются никель (Ni), медь (Cu), железо (Fe), марганец (Mn). Обладает высокой коррозионной стойкостью и пределом прочности, хорошей пластичностью. Данный сплав применяется в химической, нефтяной, судостроительной, медицинской промышленности, а также в аппаратостроении. Основным практически полезным свойством «монель-металл» является высокая коррозионная стойкость данного сплава в различных агрессивных средах. «Монель-металл» устойчив в растворах нейтральных, щелочных и слабокислых солей, угольной, соляной, серной, азотной и уксусной кислоты. Также данный сплав устойчив против большинства органических кислот и практически не корродирует в нейтральных и щелочных растворах органических соединений. В растворах щелочей, атмосфере сухих газов при комнатной температуре, морской и пресной воде «монель-металл» также показывает высокую устойчивость к коррозии. Среди механических свойств сплава стоит отметить его высокую прочность. Технологические свойства сплава, а именно, его высокая пластичность позволяют без проблем обрабатывать монель давлением, как в горячем, так и в холодном состоянии. Также обладает хорошей свариваемостью. А вот

механическую обработку необходимо осуществлять с низкой скоростью резания и подачей вследствие быстрого нагартовывания материала [1, 2].

Для увеличения ресурса валов УЭЦН немаловажно в процессе эксплуатации проведение оценки его технического состояния. Возможно применение некоторых методов диагностики. Например, вероятно-статистический метод. Он основывается на обработке статистической информации о конкретном оборудовании. Анализируя статистические данные, выбирается закон распределения и рассчитывается вероятность наступления отказа при различных признаках. Данный метод, позволяет оценить техническое состояние УЭЦН при различных условиях эксплуатации. В процессе эксплуатации, также возможно применение электропараметрического метода контроля технического состояния УЭЦН, который основывается на измерении электрических параметров объекта. Данный метод является основным методом контроля коррозии погружного оборудования. Также возможно использование методов анализа оперативных диагностических данных о состоянии УЭЦН на основе нейронных сетей. Основой данного метода является организация нейросетевого модуля, предназначенного для анализа оперативных данных в режиме реального времени, с использованием нейронных сетей. Для того чтобы дать более точную оценку дефектам используют методы вибродиагностирования.

Из вышеизложенного следует, что основными типами разрушения вала УЭЦН являются: разрушение вала вследствие уменьшения его сечения до предельного состояния; разрушение вала по ослабленным сечениям с реализацией механизма среза; усталостное разрушение под действием переменных по амплитуде нагрузок; разрушение вследствие нагрева и разупрочнения; комбинированный тип разрушения.

Основными путями обеспечения ресурса валов УЭЦН являются использование более прочных и стойких к коррозии сталей и сплавов, использование шлицевых муфт с эвольвентным или низкопрофильным прямобочным соединением.

Библиографический список

1. Александров В. Л. О надежности валов УЭЦН и выборе материалов для их изготовления // В. Л. Александров // Нефтегазовое хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 110-112.
2. Бетц К. В. Прочность шлицевых соединений погружных центробежных установок для добычи нефти / К. В. Бетц, С. Н. Пещеренко // Научные исследования и инновации: научный журнал. – 2010. – Т. 4. – № 1. – С. 78-85.
3. Пилякин З. А. Анализ причин отказов валов УЭЦН / З. А. Пилякин // 68-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: сборник материалов конференции. – Уфа: УГНТУ, 2018. – С. 269.
4. Смирнов Н. И. О причинах сломов валов УЭЦН / Н. И. Смирнов, Н. Н. Смирнов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 17-21.
5. Ямалиев В. У. Тепловизионный контроль технического состояния УЭЦН / В. У. Ямалиев, М. Д. Гилязова, А. С. Дулов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 271-281.

УДК 620.178.16:621.643.414

### **Обзор теоретических и экспериментальных исследований работоспособности резьбовых соединений НКТ**

Юшин Е. С.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ*

Известно, что на территории РФ насчитывается порядка 150 тыс. добывающих скважин, а фонд насосно-компрессорных труб (НКТ) на отечественных нефтегазовых месторождениях достигает значений 4000 тыс. тонн и является одним из наиболее металлоёмких во всем объёме промышленного оборудования и инструмента.

Компоновка колонн НКТ на промыслах производится посредством их механического свинчивания ручными или приводными ключами. Многократность этого процесса в силу

необходимости выполнения спусков и подъёмов внутрискважинного оборудования при подземных ремонтах обуславливает сопутствующую сборку и разборку резьбовых соединений. Как показывает многолетняя исчерпывающая статистика, резьбовые соединения НКТ интенсивно изнашиваются и разрушаются, что неизменно влечет за собой их замену или «ремонт», а в некоторых случаях, при несвоевременном и некачественном контроле технического состояния изделий, приходится устранять аварии, связанные с обрывом колонны и её падением на забой скважины. Повреждения резьбовых соединений НКТ, в основном, приходится на период их эксплуатации на промыслах.

К наиболее характерным причинам повреждений резьбовых соединений НКТ при эксплуатации, согласно классификатору ООО «ВНИИТнефтетрубы» (г. Самара, 2016 г.), можно отнести:

- несоблюдение соосности резьб ниппеля и муфты НКТ при свинчивании (свинчивание с перекосом), несоосность талевого системы оси скважины;
- отсутствие предварительного свинчивания вручную для обеспечения захода резьбы ниппеля в резьбу муфты;
- приложение усилия свинчивания, превышающего предел текучести и предел прочности материала, а также свинчивание без предварительного подбора крутящего момента;
- несоответствующая, разбавленная или загрязненная резьбоуплотнительная смазка, а также попадание песка и других инородных частиц в резьбу при сборке соединений;
- низкие антифрикционные свойства резьбовых покрытий для условий многократного свинчивания;
- удары при посадке трубы в муфту;
- нестабильная работа ключа (с рывками);
- подъем НКТ при неполном развинчивании.

Для получения наглядной картины состояния рассматриваемого вопроса следует выполнить анализ исследований в области работоспособности резьбовых соединений НКТ, проведенных разными авторами. Кроме того, логично также дополнить их обзором научных изысканий по тематике замковых резьбовых соединений буровых труб.

Диссертация Гаджиева С. К. [1] посвящена исследованию режимов свинчивания и развинчивания резьбовых соединений НКТ трубными ключами.

Все испытания с каждым типоразмером были разбиты на следующие этапы:

- определение зависимости между крутящим моментом, развиваемым АПР-2ВБ и углами отвода водила при работе автомата без маховиков, с малым, большим и двумя маховиками;
- определение зависимости между крутящим моментом, развиваемым АПР-2ВБ и числом ударов водила при работе автомата с двумя маховиками (определение максимальных значений моментов).

Установлено, что при последовательном свинчивании и развинчивании НКТ развиваемые автоматом АПР-2ВБ крутящие моменты растут по мере увеличения маховой массы и углов отвода водила (таблица 1). Причем с увеличением диаметра НКТ не всегда наблюдается соответствующий рост значений моментов. Максимум значений моментов свинчивания обычно достигается при наибольших углах отвода, а при развинчивании моменты растут в интервале углов отвода от  $0^\circ$  до  $180^\circ$ , т. е. до раскрепления соединений, а затем значение момента резко уменьшается и остается практически стабильным до конца процесса [1].

Также определено, что ощутимый рост момента свинчивания наблюдается до 5-7-го ударов водила, затем темп прироста падает примерно до 30-50 Н·м на каждый удар, что объясняется увеличением сопротивления из-за роста сил трения на резьбе. При развинчивании максимальное значение достигается уже при втором ударе, за исключением случая с НКТ диаметром 89 мм, где было проведено докрепление до максимально допустимого значения момента свинчивания для этого типоразмера трубы [1].

Таким образом, по результатам проведенных исследований автором рекомендовано:

- использование ключа АПР-2ВБ в области реальных моментов, не превышающих 2200 Н·м;

– развинчивание резьбовых соединений НКТ производить при угле отвода водила 135 °, когда обеспечивается наибольший крутящий момент.

Таблица 1

Значения крутящих моментов, развиваемых автоматом АПР-2ВБ, при свинчивании и развинчивании НКТ диаметрами 60, 73 и 89 мм с различными углами отвода водила от ключа

Режим работы автомата АПР-2ВБ		Условный диаметр НКТ, мм	Текущие значения крутящих моментов, Н·м, при угле отвода водила, град.				
			0	90	180	270	360
Без маховиков	свинчивание	60	290	330	330	380	480
		73	290	330	480	480	520
		89	240	430	380	380	380
	развинчивание	60	480	480	480	450	480
		73	190	380	480	480	480
		89	290	380	290	190	–
С одним малым маховиком	свинчивание	60	380	480	480	570	570
		73	330	570	670	710	710
		89	380	430	480	570	570
	развинчивание	60	570	570	480	380	190
		73	380	670	480	380	290
		89	380	330	290	290	–
С одним большим маховиком	свинчивание	60	380	380	570	670	20
		73	380	480	570	570	570
		89	380	430	520	480	–
	развинчивание	60	370	760	570	380	860
		73	290	570	610	570	950
		89	380	480	100	–	670
С двумя маховиками	свинчивание	60	570	670	760	890	–
		73	380	480	670	860	–
		89	190	480	520	570	–
	развинчивание	60	520	670	670	480	–
		73	480	860	760	670	–
		89	290	480	480	100	–

Диссертационная работа Козлова В. Б. [2] направлена на решение задачи повышения герметичности резьбового соединения НКТ полимерным покрытием. В работе представлен аналитический метод расчета минимальной толщины покрытия из материалов с различными механическими свойствами, при которой обеспечивается герметичность резьбового соединения. Кроме того, автором исследовано влияние толщины и параметров деформирования полимерного слоя на сопротивление покрытия разрушению при контактном нагружении.

По результатам исследований рекомендовано применение полимерных покрытий из эпоксиды П-ЭП-534 (минимальная толщина покрытия – 150 мкм) и полиамида ПА-12АП-1 (минимальная толщина покрытия – 120 мкм), обеспечивающих герметичность резьбового соединения НКТ при заданном контактном давлении (таблица 2) [2].

В работе Поликарпова М. П. [3] обоснована необходимость и разработана методика актуализации нормативной документации на НКТ, заключающаяся в выявлении критериев качества путем квалитетического анализа надежности и причин отказов, позволяющая разработать и реализовать алгоритм действий, направленный на определение требований, включаемых в актуализированный документ, посредством последовательного анализа поэлементного распределения отказов исследуемого оборудования и факторов, определяющих надежность соответствующих элементов.

Механические и геометрические параметры полимерных резьбовых покрытий из рекомендуемых материалов

Материал покрытия	Минимальная толщина покрытия, мкм	Минимальная допустимая адгезия на сдвиг, МПа	Неравномерность толщины покрытия на длине резьбы, мкм	Максимальная высота микронеровностей, мкм
Эпоксид П-ЭП-534	150	24,0	15	2,5
Полиамид ПА-12АП-1	120	22,6	15	2,5

По результатам экспериментальных исследований выявлено, что:

- по группе прочности Д отказ резьбы НКТ следует определять по натягу (критическое значение которого достигается в первую очередь);
- по группе прочности Е отказ резьбы НКТ следует определять по углам наклона сторон профиля (критическое значение которых достигается в первую очередь);
- по группе прочности Р отказ резьбы НКТ следует определять по высоте профиля и по углам наклона его сторон (критические значения которых достигаются в первую очередь).

Диссертация Миндияровой Н. И. [4] раскрывает возможность влияния ультразвуковых колебаний на механизм формирования контактных связей, снижающих работу сил трения до 47 %. В работе определены оптимальные параметры акустического воздействия (амплитуда – 19 мкм; частота – 42941 Гц; угол ввода – 45 градусов) на процесс свинчивания-развинчивания НКТ условным диаметром 60 мм. Кроме того, разработаны и апробированы безразмерные критерии пересчета оптимальных параметров акустического воздействия с НКТ условным диаметром 60 мм на другие типоразмеры НКТ.

Из полученных в работе результатов следует, что акустическое воздействие оказывает существенное влияние на процессы, происходящие на поверхностях трения резьбовых соединений НКТ, а именно:

- уменьшается величина силы трения и характер ее проявления, что уменьшает износ резьб за счет уменьшения числа «задиров»;
- снижается работа трения (~ 40 %) и характер, что способствует возрастанию ресурса работы резьбы (рисунок 1);

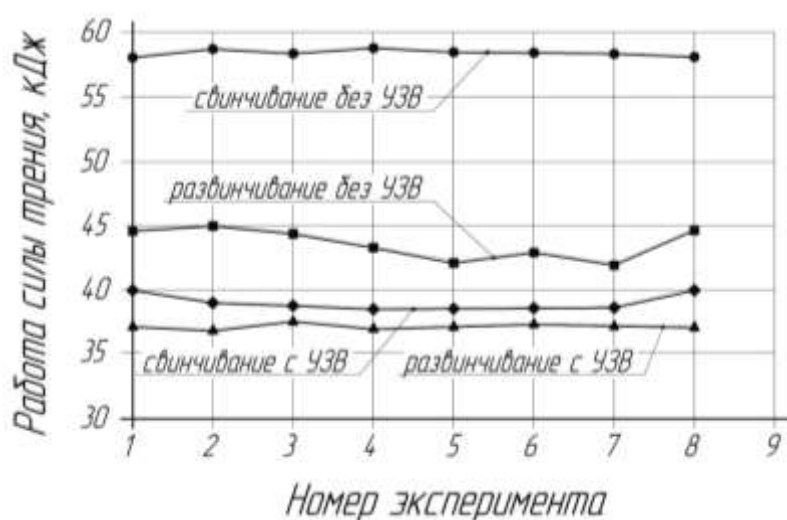


Рисунок 1. Работа силы трения при свинчивании (развинчивании) резьбового соединения НКТ: с УЗВ – усредненная кривая для двух способов наложения акустических колебаний (параллельно оси трубы и под углом 45 градусов к ней)

– при свинчивании с применением ультразвуковых колебаний за счет снижения сил трения уменьшается температурный нагрев соединения на 44 %, что положительно влияет на работу резьбовой пары, так как уменьшается риск возникновения «задира» поверхности витков резьбы и «прихватов»;

– направление ввода УЗВ играет определяющую роль в эффективности процесса свинчивания-развинчивания: при расположении излучателя перпендикулярно оси трубы эффективность примерно в 1,5 раза меньше, чем под углом  $45^\circ$  [4].

Исследования Вадигуллина А. Д. [5] направлены на совершенствование процесса развинчивания НКТ тепловым воздействием. В работе установлено оптимальное время прогрева, необходимое для получения максимального градиента температуры на границе резьб. Получена зависимость между толщиной стенки НКТ и оптимальным временем прогрева муфты. Разработана математическая модель процесса осевого воздействия на резьбовую часть НКТ; установлены критерии оценки силы натяжения с целью снижения начальных моментов развинчивания; получена зависимость оптимального осевого натяжения для максимального снижения момента развинчивания для конических резьб от диаметра НКТ.

Найдены оптимальные безразмерные параметры теплового и осевого методов воздействия: безразмерная масса теплоносителя; безразмерное время воздействия; безразмерный момент натяжения.

Из полученных автором результатов следует, что тепловое влияние оказывает существенное влияние на процессы, происходящие на поверхностях трения резьб НКТ, а именно:

– тепловое влияние на резьбовое соединение в процессе развинчивания НКТ может снизить максимальные моменты развинчивания до 25 % (рисунок 2 и 3);

– установлено, что эффект от нагрева наблюдается только в определенном интервале времени и объема подаваемой в контейнер раскрепителя воды, в случае длительного времени выдержки устройства на муфте, после подачи воды в контейнер, происходит расширение как муфты, так и ниппеля трубы.

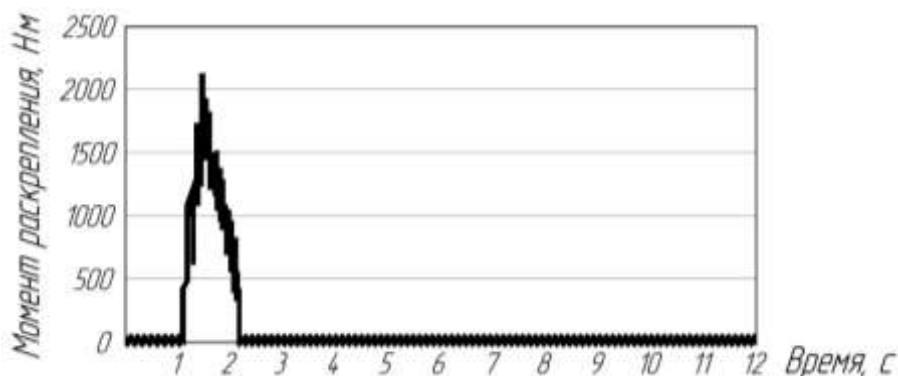


Рисунок 2. Зависимость момента на ключе от времени развинчивания соединений гладких НКТ  $73 \times 5,5$  без теплового воздействия

Предложенную автором конструкцию «теплового раскрепителя» возможно использовать для развинчивания муфтовых соединений типа «горячая посадка» [5].

Рекин С. А. [6] в своей работе по критерию Н (рисунок 4) произвел оценку работоспособности замковых резьбовых соединений (ЗРС) бурильной колонны.

Автором исследовано:

– влияние предварительной приработки на эксплуатационную долговечность резьбовых соединений элементов бурильной колонны;

– влияние массы свечи на эксплуатационную долговечность резьбовых соединений элементов легкосплавных, стальных и утяжеленных бурильных труб.

В результате проведенных промышленных экспериментов обоснована необходимость и рекомендованы режимы предварительной приработки замковых резьбовых соединений бурильных труб (с моментом свинчивания 80 % от номинального момента закрепления; со

скоростью свинчивания 4-6 об/мин; с количеством циклов свинчивания, равным 5-6), а также оценено влияние массы применяемой свечи бурильных труб на износ замковых резьб (если принять в качестве базовой износостойкость замковых резьб СБТ 127×9 ГОСТ 50278-92, то износостойкость ЛБТ – 220 %, УБТ марки Д – 25 %, УБТ с винтовым оребрением наружной поверхности – 36 % [6]).

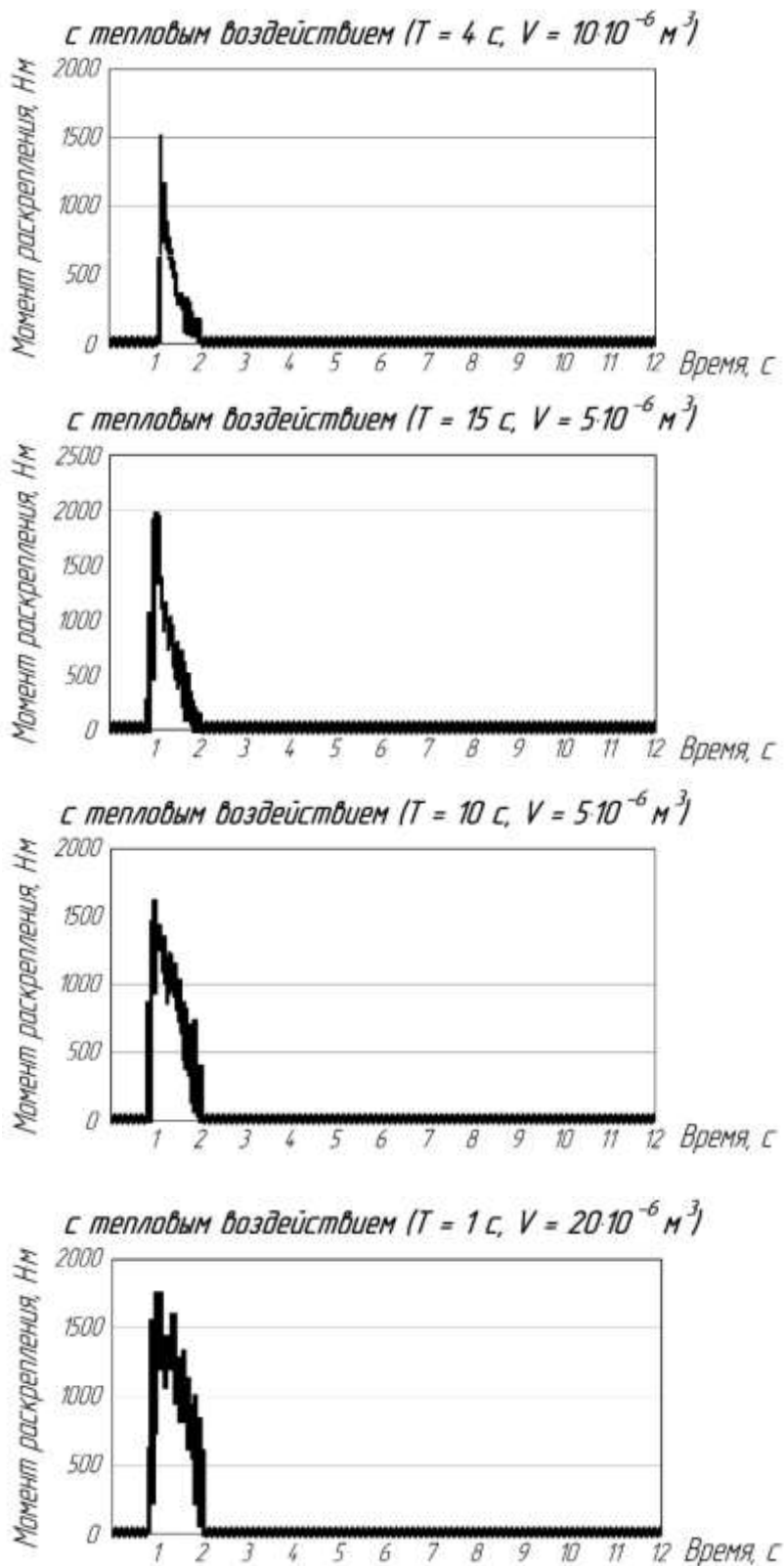


Рисунок 3. Зависимости момента на ключе от времени развинчивания соединений гладких НКТ 73×5,5 с тепловым воздействием при различных выдержках (Т) теплового раскрепителя и объемах воды (V) в устройстве



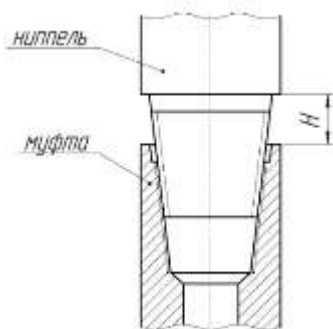


Рисунок 4. Критерий Н для отбраковки замковых резьбовых соединений буровых труб

В диссертации Янгирова Ф. Н. [7] внимание уделено спектру свойств смазочных материалов для ЗРС буровых труб, а именно:

- исследованы противоизносные свойства смазок для ЗРС;
- исследованы противозадирные свойства смазок для ЗРС;
- исследованы адгезионно-когезионные свойства смазок для ЗРС;
- исследованы герметизирующие свойства смазок для ЗРС;
- исследованы низкотемпературные свойства смазок для ЗРС.

Работа Семина В. И. [8] посвящена также исследованию работоспособности ЗРС буровых труб, в которой показано:

- влияние бурового раствора на интенсивность изменения критерия Н при свинчивании замкового соединения 3-122;
- влияние твердости на интенсивность изменения критерия Н при свинчивании замкового соединения 3-122;
- влияние шага резьбы на интенсивность изменения критерия Н при свинчивании замковых соединений;
- влияние конусности резьбы на интенсивность изменения критерия Н при свинчивании замковых соединений.

Таким образом, рассмотренные научные изыскания в направлении повышения работоспособности резьбовых соединений НКТ направлены на:

- обеспечение оптимальных режимов свинчивания и развинчивания с учетом характеристик трубных ключей;
- улучшение характеристик герметичности пары «ниппель – муфта» полимерными покрытиями;
- снижение сил трения при свинчивании и развинчивании физическими полями и тепловым воздействием;
- совершенствование группы отбраковочных критериев.

Однако, комплекс рассмотренных исследований, на мой взгляд, не отражает таких важных направлений, как:

- влияние отклонений от соосности при свинчивании первых витков, входящих в зацепление (наиболее интенсивно изнашиваются первые 2...3 витка);
- влияние содержания механических примесей в резьбоуплотнительной смазке (зачастую свинчивание НКТ производится с нанесением смазки на неочищенные участки резьб ниппеля и муфты);
- влияние агрессивных коррозионных сред (сероводород и др.) на разупрочнение и выкрашивание резьбовых поверхностей при свинчивании и развинчивании;
- влияние массы свечи НКТ (одно- или «двухтрубка»), шага резьбы в совокупности с отклонением от соосности и другими факторами, оказывающими действие не ускоренное изнашивание и повреждение резьбовых соединений.

Вышеперечисленное значимо и актуально при развитии исследований в области работоспособности резьбовых соединений НКТ с целью повышения их промышленной надежности и долговечности.

## Библиографический список

1. Гаджиев С. К. Разработка режима свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб с целью обеспечения эксплуатационной надежности механизированных ключей: дис. ... канд. техн. наук: 05.04.07 / Гаджиев С. К. – Баку: Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова, 1989. – 200 с.
2. Козлов В. Б. Повышение герметичности резьбовых соединений насосно-компрессорных труб полимерным покрытием: дис. ... канд. техн. наук: 05.04.07 / Козлов В. Б. – Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 1990. – 171 с.
3. Поликарпов М. П. Совершенствование нормативной базы характеристик эксплуатационной долговечности насосно-компрессорных труб: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.23 / Поликарпов М. П. – Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. – 162 с.
4. Миндиярова Н. И. Снижение работы трения в резьбовых соединениях насосно-компрессорных труб направленным акустическим воздействием: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Миндиярова Н. И. – Альметьевск: АГНИ, 2009. – 140 с.
5. Вадигуллин А. Д. Разработка методов и средств для совершенствования процесса развинчивания насосно-компрессорных труб: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Вадигуллин А. Д. – Альметьевск: АГНИ, 2014. – 157 с.
6. Рекин С. А. Совершенствование технологии эксплуатации бурильной колонны (на примере АО «Пурнефтегазгеология»): дисс. ... канд. техн. наук: 05.15.10 / Рекин С. А. – Самара: СамГТУ, 1997. – 112 с.
7. Янгиров Ф. Н. Улучшение показателей бурения применением новой смазки в резьбовых соединениях бурильного инструмента: дисс. ... канд. техн. наук: 05.15.10 / Янгиров Ф. Н. – Уфа: УГНТУ, 1999. – 190 с.
8. Семин В. И. Современные методы проектирования резьбовых соединений труб нефтегазового сортамента для строительства скважин: дис. ... докт. техн. наук: 25.00.15; 05.02.13 / Семин В. И. – Москва: НПО «Буровая техника – ВНИИБТ», 2005. – 344 с.

УДК 622.244.44(031)

### **Разработка технологии и модернизация оборудования для приготовления тампонажных растворов, с целью повышения их качества**

Пахлян И. А.

*Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, РФ*

Качество цементирования скважин во многом зависит от качества приготовления тампонажных растворов. В связи с этим поставлена задача повышения качества приготовления тампонажных растворов за счет усовершенствования технологии и модернизации оборудования приготовления растворов.

Процесс цементирования скважин состоит из ряда последовательных операций: приготовление тампонажного раствора с заданными параметрами, закачивание его в колонну труб и продавливание в затрубное пространство.

Схемы взаимного расположения оборудования и их взаимодействия занятого в процессах приготовления растворов представлены на рисунке 1.

#### Недостатки компоновки а):

1 – при остановке насоса вся система подачи компонентов заливается тампонажным раствором;

2 – периодическое зависание цента на стенках загрузочной емкости.

#### Недостатки компоновки б):

1 – недостаточное время смачивания цемента жидкостью затворения и перемешивания компонентов до поступления в осреднительную емкость;

2 – значительные колебания плотности аэрозоля в транспортной трубе, обусловленные нестабильностью уровня засыпки цементом загрузочной емкости.

### Недостатки компоновки в):

1 – компоновка громоздкая и трудно управляемая по нескольким параметрам процесса (расход и давление рабочего насоса, подача цемента шнековым питателем, подача воздуха компрессором, загрузка приемной емкости);

2 – необходимость использования насоса с повышенным давлением.

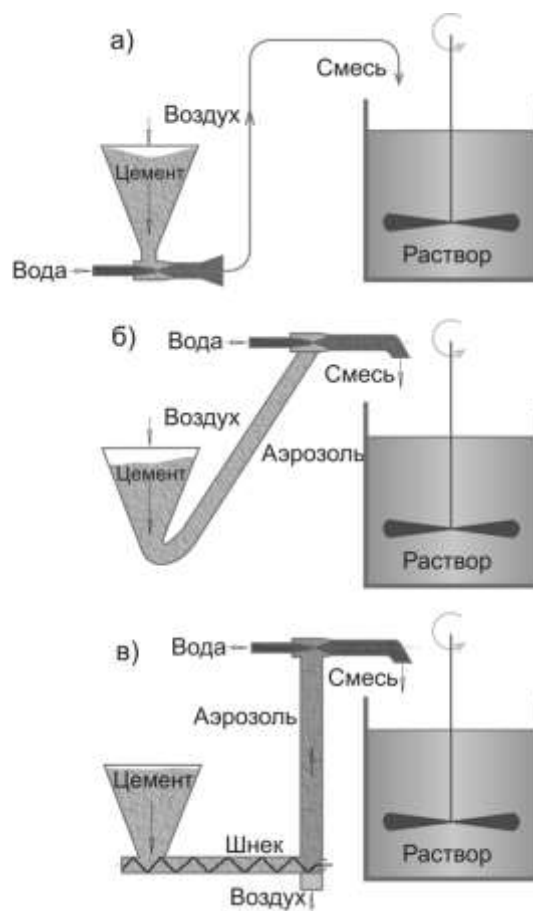


Рисунок 1. Технологические схемы приготовления тампонажных растворов

Как показал обзор литературных источников, для доведения технологического процесса приготовления растворов из порошкообразных материалов до высокой степени совершенства необходимо применение оборудования, обеспечивающего следующие критерии оптимальной работы:

- стабильность плотности приготавливаемого раствора;
- возможность регулирования плотности раствора без остановки процессов его приготовления;
- максимальный коэффициент забора (подмешивания) сухого материала;
- качественное перемешивание дисперсной фазы и дисперсной среды.

Проблема регулирования плотности раствора решается путем смены рабочих насадок смесителя. Для исключения случаев зависания порошка в приемной воронке имеются исследования и конструкторские решения по оборудованию воронки лопастным вертикальным шнеком-ворошителем [1]. Практика эксплуатации такой воронки при приготовлении тампонажного раствора показала, что процесс загрузки сухого материала улучшается незначительно. При этом увеличивается количество обслуживаемых механизмов и повышается себестоимость тампонажных работ.

Для решения указанных проблем были выполнены комплексные исследования вакуумного пневмотранспорта цемента в зону затворения.

Активными составляющими процесса движения аэрозольной смеси являются: значение вакуума в приемной камере  $P_{\text{вак}}$  гидроэжекторного смесителя (ГЭС) и статическое

давление порошка в загрузочной емкости  $P_{ст\ сып}$ , зависящее от уровня засыпки в нее порошка  $h$  и его плотности  $\rho_{сып}$ . Схема движения аэрозольного потока в зону смешивания представлена на рисунке 2.

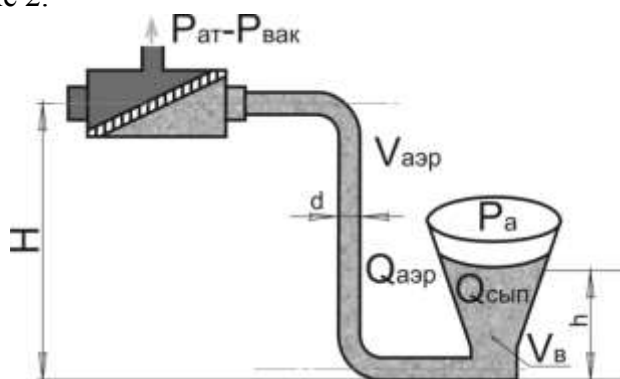


Рисунок 2. Схема аэрозольного потока

Составляющими баланса, оказывающими сопротивление движению, являются: гидродинамические сопротивления  $R_{дин}$ , зависящие от высоты положения вакуум-камеры  $H$ , скорости движения  $v_{аэр}$ , внутреннего диаметра транспортной трубы  $d$ , плотности аэрозольного потока  $\rho_{аэр}$ , коэффициента аэродинамического сопротивления  $\lambda$ ; статические сопротивления  $P_{ст}$ , зависящие от высоты положения вакуумной камеры  $H$ , плотности аэрозольного потока  $\rho_{аэр}$ ; фильтрационные сопротивления  $R_{фил}$ , зависящие от газопроницаемости сыпучего материала  $k$ , от площади живого сечения потока цемента внутри загрузочной воронки  $S_h$ , от высоты засыпки воронки  $h$ , расхода  $V_{возд}$  и вязкости воздуха  $\eta$ .

Запишем условие стабильности потока:

$$P_{вак} + P_{ст\ акт} = R_{дин} + P_{ст} + R_{фил}, \quad (1)$$

где

$$P_{ст\ акт} = \rho_{сып} g h, \quad (2)$$

$$R_{дин} = \lambda \frac{\rho_{аэр} v_{аэр}^2}{2} \frac{H}{d}, \quad (3)$$

$$P_{ст} = \rho_{аэр} g H, \quad (4)$$

$$R_{фил} = \frac{V_{возд} \eta h}{k S}, \quad (5)$$

Учитывая тот факт, что разность потенциалов, под действием которых перемещается цемент, не превышает 0,1 МПа, становится очевидным, что одним из направлений модернизации пневмотранспорта с использованием ГЭС должно быть уменьшение всех видов сопротивлений аэрозольному потоку.

Были установлены следующие рабочие параметры пневмотранспорта:

- эффективным с точки зрения максимальной плотности является организация скорости воздушного потока – 6-7 м/с.

- при работе с насосами низкого давления до 5 атм. Эффективным является уровень засыпки воронки 0,6 м.

- пневмотранспорт наступает со скорости воздушного потока 2,7 м/с что соответствует теоретическим выводам по закону Стокса для частиц данного гранулометрического состава.

Было исследовано влияние конструкции и размеров гидроэжекторных смесителей на коэффициент эжекции [2]. При проектировании основного геометрического размера низконапорного гидравлического смесителя: отношения диаметра камеры смешения к диаметру насадки  $d_{кв}/d_n$ , необходимо руководствоваться условием исключения возникновения кризиса эжекции при планируемой рабочей давлении перед насадкой.

По результатам исследований установлено, что на коэффициент эжекции по порошкообразному материалу положительным образом влияет использование дисперсной струи

вместо компактной. Замена одной центральной струи несколькими струями с тем же эквивалентным сечением должны привести к образованию более однородной суспензии в камере смешения, уменьшению расстояния между границами струй и камерой смешения и уменьшению благодаря этому интенсивности обратных токов многофазной смеси. В результате при всех прочих равных условиях должен увеличиться коэффициент эжекции смесителя.

Для обеспечения надлежащей производительности по цементу необходимо использовать шнековой питатель с регулируемой подачей, не зависящей от скорости истечения цемента из загрузочной емкости, выполняющий дополнительную функцию ворошения уплотняющегося цемента.

Шнековый питатель должен подавать цемент на высоту установки ГЭС, что позволит обеспечить максимальную плотность поступающего в камеру смешения цементного аэрозоля.

Для псевдооживления портландцемента необходимо обеспечить поток через него воздуха со скоростью 2,5 м/с.

На основании выполненного анализа предлагаем модернизированную технологическую схему приготовления тампонажных растворов, представленную на рисунке 3.

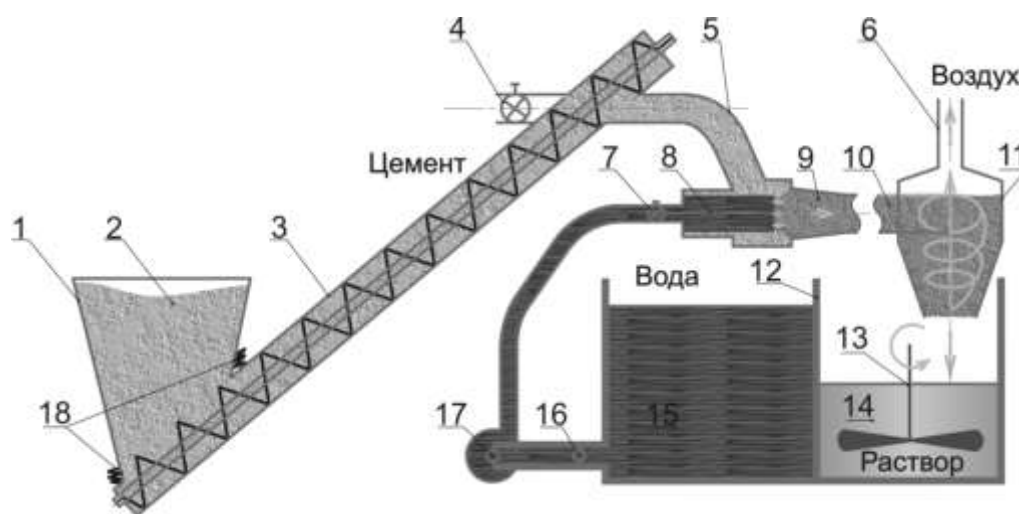


Рисунок 3. Модернизированная технологическая схема приготовления растворов

Основными элементами схемы являются: загрузочная емкость 1 (бункер с цементом 2), оборудованная наклонным шнеком (питателем-ворошителем) 3; ГЭС, состоящий из вакуумной камеры с всасывающим патрубком 5, оснащенным регулятором подачи воздуха 4, оборудованный многоствольной насадкой 8 с регулятором подачи воды 7, и камеры смешения 9 с конфузуром на входе 10, тангенциально соединенной с дегазатором циклонного типа 10 [3], сообщающимся верхним концом 6 с атмосферой, а нижним концом – с осреднительной емкостью 14; осреднительная емкость, разделенная на два отсека (для воды затворения 15, оборудованный питательным насосом 17 и запорной задвижкой 16, и тампонажного раствора 14, оснащенного механическими перемешивателями 13). Эластичные соединения 18 позволяют менять угол наклона шнека в небольшом (подгонном) диапазоне без изменения положения бункера с цементом.

#### Библиографический список

1. Булатов А. И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин / А. И. Булатов. – М.: Недра, 1991.
2. Пахлян И. А. Исследование гидроэжекторных смесителей, модернизация их конструкций и совершенствование технологии приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Пахлян Ирина Альбертовна. – Краснодар, 2010. – 149 с.
- 3 Пат. 113976 Российская Федерация. Дегазатор циклонного типа / Ю. М. Проселков, И. А. Пахлян; заявка № 2011138800; опубл. 21.09.2011.

## АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

### А

Абильдаев Н. А., 86  
Андреев К. В., 24  
Андрухова О. В., 138  
Апасов Т. К., 20

### Б

Батманова О. А., 264  
Безбородов Ю. Н., 282  
Бирилло И. Н., 134  
Бобылева Т. В., 200  
Борейко В. В., 244  
Борейко Д. А., 178, 203, 226, 235, 250  
Быков И. Ю., 187, 200, 235, 264, 276

### В

Власов В. П., 208  
Вороник А. М., 197

### Г

Гирушев А. В., 7  
Голозубенко Е. С., 41

### Д

Дуркин С. М., 52

### Ж

Жданов К. Ю., 7  
Жигарев В. А., 63, 105

### З

Закиров Р. Р., 76

### И

Иванов К. В., 20  
Ивенина И. В., 194  
Избасаров Е. И., 101  
Искендеров Э. Х., 101  
Исмайылов Г. Г., 101  
Ишмухаметов Э. М., 110

### К

Казарцев Е. В., 187  
Каменских С. В., 197  
Кирдяйкин И. Д., 200  
Кодалаев Т. В., 79  
Козлов Д. И., 114  
Коновалов В. И., 203  
Коновалов М. Н., 208, 232  
Коркишко А. Н., 27, 131, 175  
Корохонько О. М., 93  
Краснов С. А., 218  
Крючков С. В., 208  
Ксёиз Т. Г., 14  
Кузьбожев А. С., 114  
Кучерявый В. И., 208, 232

### Л

Ланина Т. Д., 24  
Латыпов Б. М., 287  
Латышев А. А., 10  
Леонтьев Д. С., 41  
Логачев А. Ю., 212  
Логачев Ю. Л., 212, 218  
Логинов В. Г., 10  
Лопарев Д. С., 218  
Лютоев А. А., 194

### М

Магадеев Р. А., 20  
Мансурова М. М., 41  
Махатова Н. Ш., 86  
Мельков А. В., 218  
Миклина О. А., 14, 93  
Мильков С. Н., 232  
Минаков А. В., 63, 105  
Мираламов Г. Ф., 101  
Михеев М. М., 66  
Михиенкова Е. И., 63, 105  
Мишин В. А., 117  
Москалева Е. М., 203  
Московец В. С., 14

### Н

Набиуллин Н. Ф., 110  
Насоновский А. С., 226  
Нафиков И. М., 79  
Неверов А. Л., 63  
Некучаев В. О., 10, 66  
Никитин М. Н., 258  
Никольский В. Э., 287  
Новинский В. С., 122

### О

Окороков Н. С., 27, 131

### П

Павловская А. В., 58  
Пастухов И. А., 31  
Пахлян И. А., 83, 298  
Петухов А. В., 127  
Пилякин З. А., 287  
Пряжников М. И., 63

### Р

Работинская Т. И., 134, 160  
Разманова С. В., 138  
Ризаханов Ф. А., 235  
Рябцев К. Ю., 20

**С**

Савич В. Л., 208, 232, 272  
Сальников А. В., 122, 142, 155, 166  
Селиванова Е. С., 24  
Смирнов Ю. Г., 194  
Соловьёв В. В., 244  
Соснин Р. Я., 250  
Сулейменов Н. С., 86

**Т**

Тильков А. Н., 160  
Тимошенко В. Г., 258  
Топоров П. А., 264  
Трухонин К. А., 52  
Тяжких С. В., 7

**У**

Уляшева Н. М., 197

**Ф**

Филиппов П. В., 147

**Х**

Хегай В. К., 267  
Хегай К. В., 267  
Хуснутдинов Л. А., 171

**Ц**

Цыкунов О. И., 34

**Ш**

Шагиахметов А. М., 34, 70  
Шайдуллин Л. К., 76  
Шарифов А. Р., 70  
Шарыгин А. М., 272  
Шатланкин А. А., 155  
Шаяхметов А. З., 250  
Ширяев А. Б., 212  
Шичёв П. С., 276  
Шишкин И. В., 147, 160  
Шкулов С. А., 160  
Штробель Н. В., 70  
Шулепов П. В., 175  
Шульгин М. А., 166

**Ю**

Юсипов Р. Х., 171  
Юшин Е. С., 279, 291

**Я**

Ягубов З. Х., 276  
Ямскова И. А., 45  
Яраханова Д. Г., 91, 99  
Яшин Л. В., 66